

Elaboración e implementación de una metodología para el diseño de instalaciones eléctricas conforme al reglamento técnico de instalaciones eléctricas – RETIE en el edificio Santana de la ciudad de Santa Marta

JESÚS HERNANDO GARNICA CASTILLO



Universidad de la Costa - CUC

Departamento de Energía

Programa de Ingeniería Eléctrica

Barranquilla

2017

Elaboración e implementación de una metodología para el diseño de instalaciones eléctricas conforme al reglamento técnico de instalaciones eléctricas – RETIE en el edificio Santana de la ciudad de Santa Marta

JESÚS HERNANDO GARNICA CASTILLO

Proyecto de grado presentado como requisito parcial para optar al título de Ingeniero Eléctrico

Ing. Eliana Maria Noriega Angarita

M.sc Ing. Carlos Arturo Cárdenas Guerra

Tutores

Universidad De La Costa (CUC)

Departamento De Energía

Programa De Ingeniería Eléctrica

Barranquilla

2017

Nota de aceptación

Firma del presidente del jurado

Firma del jurado

Firma del jurado

Barranquilla, 28 de junio de 2017

Dedicatoria

A Dios que me dio las fuerzas y la sabiduría para sacar esta ingeniería, a mi madre por sus oraciones, a mi amada esposa por su acompañamiento y a todas las personas que han creído en mí.

Agradecimientos

A la Universidad de la Costa (CUC), en especial a los directores del programa de ingeniería eléctrica, al ingeniero Carlos Cárdenas y la ingeniera Eliana Noriega por ser mis tutores del proyecto, a los ingenieros Leonardo Sánchez y Frank Herrera que me apoyaron.

Resumen

En el presente proyecto se plantea y se describe la necesidad de implementar en el proceso de diseño de una instalación eléctrica, un mecanismo que permita organizar los cálculos correspondientes a esta labor. En virtud de establecer una solución, se elaboró y se implementó empleando el software EXCEL una metodología para el diseño de instalaciones eléctricas de tipo detallado según inciso 10.1, artículo 10 del RETIE, y de tipo básico según los cuatro primeros capítulos de la NTC 2050. Tal metodología, toma importancia al considerar que a través del uso de esta se optimiza el tiempo requerido para armar la memoria de cálculo que sustente al proyecto escrito de la instalación eléctrica, presentado generalmente a los diferentes operadores de red. Asimismo, gracias a la inclusión de apartes tomados directamente de la norma técnica colombiana (NTC 2050), y del RETIE vigente a la fecha (resolución No. 90708 de agosto de 2013.), se optimiza el tiempo que se emplea para reunir, buscar y emplear el material de consulta necesario para poder llevar a cabo de forma correcta los cálculos que se requieran.

Palabras clave: Metodología, instalaciones eléctricas, normatividad técnica colombiana, RETIE, tipo detallado.

Abstract

This thesis Project arise and is described the necessity to implement in the design process of an electrical installations, a mechanism for organizing the relevant calculates of this work. To stablish a solution, is elaborated and is implemented using EXCEL software a methodology for the design process of an electrical installations for the detailed type according to subparagraph 10.1, article 10 of RETIE, and the basic type according the firsts four chapters of NTC 2050. This methodology, take importance from considering through the using of this one, is optimized the time required to assemble the calculus report, which offer sustainment to the writing project of the electrical installations in mention, presented generally to the different electrical net operators. In addition, with the inclusion of many captures tough directly from the technical Colombian norm (NTC - 2050, initials in Spanish), and from the current version of RETIE (resolution No. 90708 de agosto de 2013.), is optimized the used time for joining, seeking, and using the necessary technical reference material to correctly carry out the calculus required.

Key words: Methodology, electricals installations, technical Colombian normativity, RETIE, detailed type.

Contenido

Lista de tablas y figuras.....	xi
Lista de anexos.....	xviii
Glosario	xviii
Introducción.....	1
Capítulo 1: Aspectos generales del proyecto	4
1.1 Definición del problema.....	4
1.2 Hipótesis	6
1.3 Objetivo general.....	6
1.4 Objetivos específicos	6
1.5 Tareas de investigación.....	7
1.6 Resultados esperados	7
1.7 Justificación	8
1.8 Estado del arte.....	9
1.9 Diseño metodológico	10
Capítulo 2: Instalaciones eléctricas básicas y de tipo detallado en Colombia	12
2.1 Revisión de la literatura del RETIE vigente a la fecha.....	12
2.2 Revisión de la literatura de la norma técnica colombiana (NTC-2050) y de diversas normas técnicas colombianas según aplique.....	46
2.3 Necesidad de la inclusión del RETIE y de la norma técnica colombiana como documentos relacionados.	94
Capítulo 3: Marco legal	95

3.1 Requisitos específicos de una instalación básica según RETIE.....	95
3.2 Organización de la NTC-2050 en función de la clasificación de las instalaciones eléctricas de uso final	98
Capítulo 4: Metodología	100
4.1 Desarrollo en excel de la metodología para el diseño de instalaciones eléctricas.....	100
4.2 Diseño de la interfaz de usuario dentro del libro de cálculo de excel de la metodología para el diseño de instalaciones eléctricas.	106
4.2.1 Casilla dedicada a definiciones y conceptos.	108
Capítulo 5: Resultados obtenidos de la aplicación de la metodología de diseño de instalaciones eléctricas en el proyecto de diseño de tipo detallado edificio santana	116
5.1 Cuadros de carga y análisis de armónicos	116
5.2 Coordinación de aislamiento	128
5.3 Análisis de cortocircuito y falla a tierra.	128
5.4 Análisis de nivel de riesgo por rayos y medidas de protección contra rayos.	132
5.5 Análisis de riesgo de origen eléctrico y medidas para mitigarlos	135
5.6 Análisis de tensión requerido	143
5.7 Cálculos electromagnéticos para asegurar que, en espacios destinados a actividades rutinarias de las personas, no se superen los límites exposición definidos en la tabla 14.1	144
5.8 Cálculo de transformadores incluyendo los efectos de los armónicos y factor de potencia en la carga	145
5.9 Cálculo del sistema de puesta a tierra.....	149
5.10 Cálculo económico de conductores, teniendo en cuenta todos los factores de pérdidas, las cargas resultantes y los costos de la energía.....	155

5.11 Verificación de los conductores, teniendo en cuenta el tiempo de disparo de los interruptores, la corriente de cortocircuito de la red y la capacidad de corriente del conductor de acuerdo con la norma iec 60909, ieee 242, capítulo 9 o equivalente	156
5.12 Cálculo mecánico de estructuras y de elementos de sujeción de equipos	159
5.13 Cálculo y coordinación de protecciones contra sobre corrientes. en baja tensión se permite la coordinación con las características de limitación de corriente de los dispositivos según iec 60947-2 anexo a.....	165
5.14 Cálculos de canalizaciones (tubo, ductos, canaletas y electro ductos) y volumen de encerramientos (cajas, tableros)	182
5.15 Cálculo de pérdidas de energía, teniendo en cuenta los efectos de los armónicos y factor de potencia	184
5.16 Cálculo de regulación.....	185
Conclusiones	186
Referencias.....	190
Bibliografía	192
Anexo A	196

Lista de tablas y figuras

Tablas

Tabla 1.1. Relación entre normas internacionales y cálculos según RETIE.....	10
Tabla 2.1. Modelo cuadro de cargas tablero de distribución apartamentos tipo 01.....	17
Tabla 2.2. Hipótesis de cálculo mecánico de vanos ideales en MT.....	30
Tabla 2.3. Hipótesis y tipos de esfuerzos para cálculos mecánicos de postes.	34
Tabla 2.4. Factores de demanda residenciales.....	47
Tabla 2.5. Factor de localización C_d	52
Tabla 2.6. Resumen de las áreas efectivas A_l y A_i	54
Tabla 2.7. Factor ambiental C_e	56
Tabla 2.8. Factor de corrección por presencia de transformador C_t	56
Tabla 2.9. Componente de riesgo para cada tipo de pérdida en una estructura.	58
Tabla 2.10. Valores tolerables para cada uno de los tipos de pérdidas.....	60
Tabla 2.11. Componentes de riesgo en estructuras.....	61
Tabla 2.12. Valores para PA al evaluar pérdidas asociadas a la vida humana.	64
Tabla 2.13. Probabilidad de daño para las componentes de riesgo B.	65
Tabla 2.14. Probabilidad de daño para la componente de riesgo C.	67
Tabla 2.15. K_{S3} para determinar la probabilidad de daño de la componente de riesgo M.....	69
Tabla 2.16. Modelo del resumen de las cargas de los apartamentos del edificio Santana.....	84
Tabla 4.1. Aspectos desarrollados en las distintas hojas de cálculo de la metodología de	

diseño de instalaciones eléctricas.....	102
Tabla 4.2. Resumen de las definiciones debido a la selección del ítem de cálculo realizado....	108
Tabla 4.3. Interfaz de usuario principal de la metodología para el diseño de instalaciones eléctricas.	110
Tabla 4.4. Resumen de las definiciones.....	111
Tabla 5.1. Resultado cuadro de carga tablero de distribución apartamentos tipo 01.....	118
Tabla 5.2. Resultado cuadro de carga tablero de distribución apartamentos tipo 02.....	119
Tabla 5.3. Resultado cuadro de carga tablero de distribución apartamentos tipo 03.....	120
Tabla 5.4. Resultado cuadro de carga tablero de distribución apartamentos tipo 04.....	121
Tabla 5.5. Resultado cuadro de carga tablero de distribución áreas comunes.....	122
Tabla 5.6. Resultado cuadro de carga tablero de distribución salón social.	123
Tabla 5.7. Resultado cuadro de carga tablero de distribución máquinas azotea.....	124
Tabla 5.8. Resultado cuadro de carga tablero de distribución motores sótano.....	125
Tabla 5.9. Resultado cuadro de carga tablero de distribución luces y tomas parqueaderos, escaleras.	126
Tabla 5.10. Resultado cuadro de carga tablero de distribución bomba contra incendio.	127
Tabla 5.11. Resultado coordinación de aislamiento.	128
Tabla 5.12. Datos de la red de MT.....	129
Tabla 5.13. Datos del transformador.....	130

Tabla 5.14. Cálculo de corriente de cortocircuito.....	130
Tabla 5.15. Cálculo de corriente de falla trifásica.	131
Tabla 5.16. Hoja de datos de entrada en el software risk assessment.....	133
Tabla 5.17. Resultado para cálculo de nivel de riesgo, usando Software Risk Assessment equivalente a NTC 4552.	134
Tabla 5.18. Medidas para mitigar el riesgo de origen eléctrico 1.....	135
Tabla 5.19. Medidas para mitigar el riesgo de origen eléctrico 2.....	136
Tabla 5.20. Medidas para mitigar el riesgo de origen eléctrico 3.....	137
Tabla 5.21. Medidas para mitigar el riesgo de origen eléctrico 4.....	138
Tabla 5.22. Medidas para mitigar el riesgo de origen eléctrico 5.....	139
Tabla 5.23. Medidas para mitigar el riesgo de origen eléctrico 6.....	140
Tabla 5.24. Medidas para mitigar el riesgo de origen eléctrico 7.....	141
Tabla 5.25. Medidas para mitigar el riesgo de origen eléctrico 8.....	142
Tabla 5.26. Decisiones a tomar para mitigar el riesgo de origen eléctrico.	143
Tabla 5.27. Resultados análisis de tensión requerido.	144
Tabla 5.28. Análisis electromagnético.....	145
Tabla 5.29. Resumen de las cargas para el cálculo del transformador	146
Tabla 5.30. Resumen cuadro de aires por tipo de apartamento.	147
Tabla 5.31. Factores de demanda aplicados.....	148

Tabla 5.32. Características del transformador seleccionado.....	149
Tabla 5.33. Resumen del estudio de resistividad del suelo.....	150
Tabla 5.34. Resultados del cálculo de resistividad del suelo.	151
Tabla 5.35. Resultados del cálculo del sistema de puesta a tierra.	153
Tabla 5.36. Cálculo de tensiones de paso y contacto máximas tolerables para sistema de puesta a tierra.	154
Tabla 5.37. Cálculo económico de conductores, parte 1.	155
Tabla 5.38. Cálculo económico de conductores, parte 2.	156
Tabla 5.39. Verificación de los conductores.....	157
Tabla 5.40. Vanos ideales de regulación.	159
Tabla 5.41. Resultados cálculo de eolovanos y gravivanos.....	160
Tabla 5.42. Resultados cálculo de poste autosoportado.	161
Tabla 5.43. Resultados cálculo de esfuerzos sobre el apoyo.	162
Tabla 5.44. Resultados cálculo de hipótesis normales.....	163
Tabla 5.45. Resultados cálculo de hipótesis anormales.....	164
Tabla 5.46. Resumen de los resultados de la coordinación de protecciones.	181
Tabla 5.47. Resultados cálculos de canalizaciones y ducterías.	182
Tabla 5.48. Resultados cálculos de pérdidas de energía.....	184
Tabla 5.49. Resultados cálculos de regulación.....	185

Figuras

Figura 2.1. Método de Werner para medición de resistividad del terreno.....	22
Figura 2.2. Representación de un gravivano.....	31
Figura 2.3. Representación de un Eolovano.	33
Figura 2.4. Flujograma para la decisión de las acciones de protección a instalarse	59
Figura 5.1. Certificado de calibración del instrumento de medida.	152
Figura 5.2. Resultados coordinación de protecciones.....	165
Figura 5.3. Diagrama de selectividad para Q T-G y NA.	166
Figura 5.4. Diagrama de selectividad para Q TD-101 a TD-1101 y Q T-G.	167
Figura 5.5. Diagrama de selectividad para Q TD-1201 a TD-1501 y Q T-G.....	168
Figura 5.6. Diagrama de selectividad para Q TD-102 a TD-1102 y Q T-G.	169
Figura 5.7. Diagrama de selectividad para Q TD-1202 a TD-1502 y Q T-G.....	170
Figura 5.8. Diagrama de selectividad para Q TD-103 a TD-1103 y Q T-G.	171
Figura 5.9. Diagrama de selectividad para Q TD-1203 a TD-1503 y Q T-G.....	172
Figura 5.10. Diagrama de selectividad para Q TD-104 a TD-1104 y Q T-G.	173
Figura 5.11. Diagrama de selectividad para Q TD-1204 a TD-1404 y Q T-G.....	174
Figura 5.12. Diagrama de selectividad para Q TD-AC y Q T-G.....	175
Figura 5.13. Diagrama de selectividad para Q TD-MTS y Q TD-AC.....	176
Figura 5.14. Diagrama de selectividad para Q TD-CMA y Q TD-AC.....	177

Figura 5.15. Diagrama de selectividad para Q TD-PSA y Q TD-AC.....	178
Figura 5.16. Diagrama de selectividad para Q TD-SSO y Q TD-AC.....	179
Figura 5.17. Diagrama de selectividad para Q TD-LTP y Q TD-AC.....	180

Lista de anexos

Anexo A. Manual de usuario de la metodología de diseño para instalaciones eléctricas.....	196
---	-----

Glosario

Acometida: Derivación de la red local del servicio respectivo, que llega hasta el registro de corte del inmueble. En edificios de propiedad horizontal o condominios, la acometida llega hasta el registro de corte general.

Alimentador: todos los conductores de un circuito entre el equipo de acometida, la fuente de un sistema derivado independiente u otra fuente de suministro de energía eléctrica y el dispositivo de protección contra sobre-corriente del circuito ramal final.

Ambiente electromagnético: La totalidad de los fenómenos electromagnéticos existentes en un sitio dado.

Análisis de riesgos: Conjunto de técnicas para identificar, clasificar y evaluar los factores de riesgo. Es el estudio de consecuencias nocivas o perjudiciales, vinculadas a exposiciones reales o potenciales.

Apoyo: Nombre genérico dado al dispositivo de soporte de conductores y aisladores de las líneas o redes aéreas. Pueden ser postes, torres u otro tipo de estructura

Aprobado: aceptado por la autoridad competente.

Arco eléctrico: Haz luminoso producido por el flujo de corriente eléctrica a través de un medio aislante, que produce radiación y gases calientes.

Artefacto: equipo de utilización, generalmente no industrial, que se fabrica normalmente en tamaños o tipos normalizados y que se instala o conecta como una unidad para realizar una o más funciones, como por ejemplo lavar ropa, enfriar el aire, mezclar alimentos, freír, etc.

Bil: Nivel básico de aislamiento ante impulsos tipo rayo.

Canalización: Conducto encerrado construido con materiales metálicos o no metálicos, expresamente diseñado para contener: alambres, cables, o barras conductoras, con las funciones adicionales que permita esta norma. Las canalizaciones incluyen y no están limitadas a: conduit rígido metálico, conduit rígido no metálico, conduit metálico intermedio, conduit flexible e impermeable, tuberías metálicas flexibles, conduit metálico flexible, tuberías eléctricas no metálicas, tuberías eléctricas metálicas, canalizaciones subterráneas, canalizaciones para piso de concreto celular, para piso de metal celular, canalizaciones para superficie, de cables y de barras.

Capacidad de corriente: corriente máxima en amperios que puede transportar continuamente un conductor en condiciones de uso sin superar su temperatura nominal de servicio.

Carga: La potencia eléctrica requerida para el funcionamiento de uno o varios equipos eléctricos o la potencia que transporta un circuito.

Carga continua: carga cuya corriente máxima se prevé que circule durante tres horas o más.

Circuito ramal: conductores de un circuito entre el dispositivo final de protección contra sobre corriente y la salida o salidas.

Circuito ramal de uso general: circuito ramal que alimenta diversas salidas para alumbrado y artefactos.

Condición insegura: Circunstancia potencialmente riesgosa que se encuentra presente en el ambiente de trabajo.

Conductor energizado: Todo aquel que no está conectado a tierra.

Conductor puesto a tierra: Conductor activo conectado intencionalmente al punto neutro de un transformador o instalación y que contribuye a cerrar un circuito de corriente.

Conductor de puesta a tierra: También llamado conductor del electrodo a tierra es aquel que conecta un sistema o circuito eléctrico intencionalmente a una puesta a tierra.

Conduit: tubo rígido metálico o no metálico, destinado para alojar conductores eléctricos.

Conduleta: véase la definición de “Cuerpo de conduit”.

Confiabilidad: Capacidad de un dispositivo, equipo o sistema para cumplir una función requerida, en unas condiciones y tiempo dado. Equivale a fiabilidad.

Cortocircuito: Unión de muy baja resistencia entre dos o más puntos de diferente potencial del mismo circuito.

Corriente de falla (I_A): Valor de pico mínimo de la corriente de rayo que causará daño en una línea.

Cuerpo de conduit (conduleta): parte independiente de un sistema de conductos o tuberías que permite acceder, a través de tapa o tapas removibles, al interior del sistema en el punto de unión de dos o más secciones del sistema o en un terminal del mismo. No se consideran cuerpos de conduit las cajas de paso como las FS y FD o más grandes, de metal fundido o de chapa.

Daño físico: Daño a la estructura o al contenido de la misma debido a efectos mecánicos, térmicos, químicos y explosivos del rayo.

Disponibilidad: Certeza de que un equipo o sistema sea operable en un tiempo dado. Calidad para operar normalmente.

Dispositivo de protección contra sobretensiones transitorias (DPSs): Dispositivo diseñado para limitar las sobretensiones transitorias y conducir las corrientes de impulso. Contiene al menos un elemento no lineal.

Distancia de seguridad: Distancia mínima alrededor de un equipo eléctrico o de conductores energizados, necesaria para garantizar que no habrá accidente por acercamiento de personas, animales, estructuras, edificaciones o de otros equipos.

Electrodo de puesta a tierra: Es el conductor o conjunto de conductores enterrados que sirven para establecer una conexión con el suelo.

Equipo: Término general que incluye los materiales, accesorios, dispositivos, artefactos, utensilios, herrajes y similares utilizados como parte de o en relación con una instalación eléctrica.

Especificación técnica: Documento que establece características técnicas mínimas de un

Estructura: Todo aquello que puede ser construido o edificado, pueden ser fijas o móviles, pueden estar en el aire, sobre la tierra, bajo tierra o en el agua.

Evaluación de la conformidad: Procedimiento utilizado, directa o indirectamente, para determinar que se cumplen los requisitos o prescripciones pertinentes de los reglamentos técnicos o normas.

Factor de demanda: relación entre la demanda máxima de una instalación o parte de una instalación y la carga total conectada a la instalación o parte de la instalación considerada.

Factor de riesgo: Condición ambiental o humana cuya presencia o modificación puede producir un accidente o una enfermedad ocupacional.

Falla: Degradación de componentes. Alteración intencional o fortuita de la capacidad de un sistema, componente o persona, para cumplir una función requerida.

Falla de sistemas eléctricos y electrónicos: Daño permanente de sistemas eléctricos y Electrónicos debido a impulso electromagnético por rayo IER.

Fase: Designación de un conductor, un grupo de conductores, un terminal, un devanado o cualquier otro elemento de un sistema polifásico que va a estar energizado durante el servicio normal.

Impericia: Falta de habilidad para desarrollar una tarea.

Instalación eléctrica: Conjunto de aparatos eléctricos, conductores y circuitos asociados, previstos para un fin particular: Generación, transmisión, transformación, conversión, distribución o uso final de la energía eléctrica. La cual, para los efectos del presente reglamento, debe considerarse como un producto terminado.

Interferencia electromagnética: Conjunto de fenómenos asociados a perturbaciones electromagnéticas que pueden producir la degradación en las condiciones y características de operación de un equipo o sistema

Interruptor automático (circuit breaker): dispositivo diseñado para que abra y cierre un circuito de manera no automática y para que abra el circuito automáticamente cuando se produzca una sobrecorriente predeterminada sin daños para el mismo cuando se aplique adecuadamente dentro de sus valores nominales.

Interruptor de falla a tierra: Interruptor diferencial accionado por corrientes de fuga a tierra, cuya función es interrumpir la corriente hacia la carga cuando se excede algún valor determinado por la soportabilidad de las personas.

Mantenimiento: Conjunto de acciones o procedimientos tendientes a preservar o restablecer un bien, a un estado tal que le permita garantizar la máxima confiabilidad.

Nivel de riesgo: Equivale a grado de riesgo. Es el resultado de la valoración conjunta de la probabilidad de ocurrencia de los accidentes, de la gravedad de sus efectos y de la vulnerabilidad del medio.

Norma técnica colombiana (NTC): Norma técnica aprobada o adoptada como tal por el organismo nacional de normalización.

Lesiones a seres vivos: Pérdidas de facultades físicas, biológicas, psíquicas, incluida la vida, de personas o animales debido a tensiones de paso o de contacto causados por el rayo.

Operador de red: Empresa de Servicios Públicos encargada de la planeación, de la expansión y de las inversiones, operación y mantenimiento de todo o parte de un Sistema de Transmisión Regional o un Sistema de Distribución Local.

Optimizar: Buscar la mejor manera de realizar una actividad.

Panel de distribución. Panel o grupo de paneles diseñados para ensamblarse en forma de un solo panel; incluye: las barras, los dispositivos automáticos de protección contra sobrecorriente y equipado con o sin interruptores para el control de circuitos de: alumbrado, calefacción, o potencia; estar diseñado para que se instale en un gabinete o caja de corte, colocado en o contra una pared o tabique y accesible solo por el frente.

Pararrayos: Elemento metálico resistente a la corrosión, cuya función es interceptar los rayos que podrían impactar directamente sobre la instalación a proteger. Más técnicamente se denomina terminal de captación.

Pérdida (L_x): Monto promedio de pérdidas (seres vivos y bienes) para un tipo de daño específico debido a eventos peligrosos, relativo al valor (seres vivos y bienes) del objeto a protegerse.

Plano eléctrico: Representación gráfica de las características de diseño y las especificaciones para construcción o montaje de equipos y obras eléctricas.

Profesional competente: Es la persona natural (técnico, tecnólogo o ingeniero formado en el campo de la electrotecnia), que además de cumplir los requisitos de persona calificada cuenta con matrícula profesional vigente y que, según la normatividad legal, lo autorice o acredite para el ejercicio de la profesión y ha adquirido conocimientos y habilidades para desarrollar actividades en este campo.

Probabilidad de daño (P_x): Probabilidad de que un rayo pueda causar daño al objeto a ser protegido.

Seguridad: Condición del producto conforme con la cual, en situaciones normales de utilización, teniendo en cuenta la duración, la información suministrada en los términos de la presente ley y si procede, la puesta en servicio, instalación y mantenimiento, no presenta riesgos irrazonables para la salud o integridad de los consumidores. En caso de que el producto no cumpla con requisitos de seguridad establecidos en reglamentos técnicos o medidas sanitarias, se presumirá inseguro // Condición o estado de riesgo aceptable // Actitud mental de las personas.

Sistema de puesta a tierra (SPT): Conjunto de elementos conductores continuos de un sistema eléctrico específico, sin interrupciones, que conectan los equipos eléctricos con el terreno o una masa metálica. Comprende la puesta a tierra y la red equipotencial de cables que normalmente no conducen corriente.

Sobrecarga: Funcionamiento de un elemento excediendo su capacidad nominal.

Tablero de distribución: Panel sencillo, bastidor, o conjunto de paneles de tamaño grande, en el que se montan, por delante o por detrás, o por ambos: interruptores, dispositivos de protección contra sobrecorriente y otros dispositivos de protección, barras de conexión e instrumentos en general. Los tableros de distribución son accesibles generalmente por delante o por detrás y no están destinados para instalación dentro de gabinetes.

Tensión máxima para un equipo: Tensión máxima para la cual está especificado, sin rebasar el margen de seguridad, en lo que respecta a su aislamiento o a otras características propias del equipo.

Tensión nominal: Valor convencional de la tensión con el cual se designa un sistema, instalación o equipo y para el que ha sido previsto su funcionamiento y aislamiento. Para el caso de sistemas trifásicos, se considera como tal la tensión entre fases.

Tomacorriente: Dispositivo con contactos hembra, diseñado para instalación fija en una estructura o parte de un equipo, cuyo propósito es establecer una conexión eléctrica con una clavija.

Vulnerabilidad: Susceptibilidad o fragilidad física, económica, social, ambiental o institucional que tiene una comunidad de ser afectada o de sufrir efectos adversos en caso de que un evento físico peligroso se presente. En temas eléctricos es la incapacidad o inhabilidad de un dispositivo, equipo o sistema para operar sin degradarse, en presencia de una perturbación electromagnética o un cambio de condiciones.

Introducción

Diseñar instalaciones eléctricas puede describirse como un proceso integral, en dónde el diseñador aplica sus conocimientos adquiridos en instalaciones eléctricas, iluminación, normas, leyes, componentes y materiales eléctricos. Además, emplea sus conocimientos en herramientas informáticas (programas para computadores) con el fin de optimizar el tiempo empleado que demanda el diseño de una instalación eléctrica en su totalidad. En ese sentido, lo anterior es una consecuencia del rigor y la exigencia multidisciplinaria con la que se lleva a cabo hoy por hoy calcular y diseñar una instalación eléctrica.

Dicha exigencia y rigor, surgen como manifestación del establecimiento de los nuevos estándares de diseño en el ámbito eléctrico, hidráulico, ambiental, y estructural. Por ende, se tiene el deber como profesionales competentes de la ingeniería eléctrica, de darle el mejor uso a esas herramientas informáticas que día a día amplían su abanico de opciones con el fin de solucionar una mayor cantidad de problemas enfocados a proyectos de diseño de instalaciones eléctricas.

Este proyecto entonces tiene como finalidad elaborar e implementar una metodología para el diseño de las instalaciones eléctricas. El usuario de esta metodología, podrá seleccionar el diseño a desarrollar de acuerdo a los criterios que establece el RETIE, primeramente, escogiendo entre el tipo de diseño simplificado o detallado. De acuerdo a la anterior selección, el usuario podrá seleccionar el cálculo que desea llevar cabo, por ejemplo, podrá escoger entre abrir la hoja de cálculo que permita desarrollar el análisis y cuadro de cargas de la instalación o la hoja de cálculo que permita obtener el valor normalizado de la coordinación de aislamiento, entre otros.

De ahí que, para llevar a cabo la mencionada metodología fue necesario antes que nada realizar el respectivo estudio del material bibliográfico pertinente, y del marco regulatorio que

rige a las instalaciones eléctricas en el país, con el fin de tener claridad suficiente sobre todos los aspectos que desde el punto de vista técnico se requieren para que esta cumpliera con lo establecido. Por consiguiente, se hizo un estudio detallado de lo que dicta el inciso 10.1 del artículo 10 del RETIE, observándose muchos aspectos necesarios a tener en cuenta para la elaboración de la metodología, tales como la aplicabilidad o no aplicabilidad de algunos ítems de este inciso del RETIE.

Adicionalmente, se realizó la revisión de la norma técnica colombiana (NTC 2050), especialmente de los cuatro primeros capítulos de esta. Debe tenerse presente que, en la mayoría de las hojas de cálculo del archivo de EXCEL correspondiente a esta metodología, existen tablas, apartes, y citas extraídos de la (NTC 2050). Lo anterior con el fin de garantizar que el material que use el diseñador de la instalación para llevar cabo las respectivas memorias del cálculo de diseño de la instalación eléctrica, se ajusten a estas dos bibliografías mencionadas expuestas por ley.

Por otra parte, aunque puede sobreentenderse lo siguiente a ser mencionado es necesario dejar claro que el software con el que se desarrolla esta metodología, será EXCEL de Microsoft Office. Se hizo uso de sus diversas herramientas para llevar a cabo tal fin, dentro de las cuales fue de vital importancia la herramienta “macros”. Cabe mencionar que el programa EXCEL es uno de los softwares más prácticos (referente al manejo y uso de este), de los más versátiles, y sobre todo de la facilidad de adquisición.

Finalmente, cómo el título de este proyecto lo indica, esta metodología es aplicada puntualmente al proyecto de diseño de instalación eléctrica “Edificio Santana” ubicado en la ciudad de Santa Marta. En ese sentido, puede notarse que se buscó principalmente jerarquizar los aspectos a tener en cuenta para diseñar una instalación eléctrica, bien sea el tipo al que

corresponda, estableciéndose una secuencia lógica, de los pasos pertinentes que permiten calcular o definir los elementos que dan vida a una instalación eléctrica, basado en la normativa acorde. Razón fundamental, por la que se aplica esta metodología a un proyecto de diseño de una instalación eléctrica en particular, con el fin de demostrar su aplicabilidad desarrollada en el campo laboral.

Capítulo 1: Aspectos generales del proyecto

1.1 Definición del problema

El Reglamento Técnico de Instalaciones Eléctricas (RETIE), comprende una serie de artículos que otorgan obligatorio cumplimiento a la norma técnica colombiana vigente (NTC 2050). De ahí que, en el artículo 10 del RETIE se establecen los requerimientos puntuales que deben contener las instalaciones eléctricas, para que estas gocen de ser avaladas por un ente correspondiente, y se certifique entonces el cumplimiento de la ley eléctrica colombiana en esta. En ese sentido, en el inciso 10.1, se describen los aspectos que deben cumplir los diseños eléctricos, según el tipo de este, es decir, bien sea el diseño detallado o simplificado.

Sin embargo, el RETIE cada cinco años es revisado, sujeto a modificación, de ahí que existen aspectos que si bien pueden ser modificados con ánimos de mejorar el contenido, la redacción, la referencia precisa hacia el artículo, párrafo o inciso correspondiente en la norma (NTC-2050), dichas modificaciones en muchos casos, no permiten aclarar apuntes específicos en esta, o principalmente unificar los criterios con la que se proceden a realizar los cálculos y el análisis de los aspectos que componen y dan vida a una instalación eléctrica. Por lo tanto, este hecho no permite ampliamente que se unifique una metodología de diseño por ejemplo, que sea basada y sea ajustada a lo que el RETIE vigente a la fecha y la norma misma (NTC 2050) dicten, evitando variabilidad en los aspectos correspondientes al diseño, tales como el orden de los cálculos, el material de referencia que se usa para los cálculos, que puedan tener los ingenieros diseñadores de una determinada empresa o en su defecto un ingeniero diseñador de instalaciones independiente, como cuadros de cargas, esquemas de demanda máxima, entre otros.

De acuerdo a lo que se ha observado, esta problemática impide que muchas empresas con un amplio grupo de ingenieros diseñadores o en su defecto diseñadores independientes, puedan mantener una metodología o flujograma cuyo contenido esté en función de los aspectos necesarios para diseñar instalaciones eléctricas según la NTC 2050 y el RETIE en su versión vigente.

Cabe resaltar que, dichos aspectos analizados y que denominados como el génesis de esta problemática, conllevan claramente a que se carezca de orden, unicidad de criterios al momento de la labor de diseño, induciendo a que partiendo esta necesidad, se lleve a cabo una ruta de diseño que cuente con los pasos requeridos para el cumplimiento de lo consignado en el inciso 10.1 del artículo 10 del RETIE, en virtud de que para todo aquel que tenga como labor el diseño de instalaciones eléctricas, pueda verse beneficiado de esta manera a agilizar los procesos de diseño, a reducir hasta bajos niveles el error humano al calcular, establecer y dimensionar cada aspecto que se requiera.

Por su parte, el factor tiempo es la única materia prima que no puede comprarse, hecho que con la aplicación de esta metodología se busca solucionar, debido a que se organizan los cálculos en un mismo documento (Libro de EXCEL), el cual contiene soportes teóricos correspondientes y pertinentes a cada aspecto que se establece como ítem de cálculo en el inciso 10.1 del RETIE. Esto permite ahorrar mucho tiempo al llevar a cabo de forma concomitante dos aspectos muy importantes. Dichos aspectos son: presentación del proyecto formal y la respectiva memoria de cálculo que se requiera de acuerdo al tipo de instalación a diseñar.

Así mismo, el proceso de aplicar la Norma Técnica Colombiana NTC 2050, como material de apoyo y marco de referencia para el diseño de instalaciones eléctricas, es para muchos un asunto que probablemente de acuerdo a la impericia en esta labor, resulta arduo, largo y

complejo. Por consiguiente, se hace necesario la implementación de una metodología, que brinde un orden o secuencia de los pasos a seguir, dependiendo principalmente del tipo de diseño que se requiera realizar, cuyo fin sea diseñar una instalación eléctrica que cumpla con lo establecido de forma muy general en el inciso 10.1 del RETIE.

1.2 Hipótesis

Es posible realizar una metodología que contenga los aspectos necesarios para diseñar de forma ordenada y jerarquizada una instalación eléctrica de tipo detallado conforme con el inciso 10.1 del artículo 10 del RETIE.

1.3 Objetivo General

Elaborar una metodología para el diseño de instalaciones eléctricas conforme al Reglamento Técnico de Instalaciones eléctricas – RETIE en el Edificio Santana de la ciudad de Santa Marta.

1.4 Objetivos Específicos

1. Categorizar los aspectos que se deben tener en cuenta para el diseño de una instalación eléctrica, según el tipo de diseño que esta requiera (Detallado o simplificado) dentro de la interfaz de esta metodología.
2. Desarrollar mediante el uso de la herramienta computacional EXCEL la elaboración de una metodología para el diseño de instalaciones eléctricas en mención.
3. Aplicar la metodología para el diseño de instalaciones eléctricas a un proyecto de diseño de una instalación eléctrica en específico, según los criterios expuestos en el inciso 10.1 del RETIE.

1.5 Tareas de investigación

En esta sección, se definen las tareas de investigación del presente proyecto:

1. Recopilar toda la información pertinente para consultar y apoyar los cálculos que se llevan a cabo, al realizar el diseño de una instalación eléctrica según el tipo que corresponda. Tal información corresponde a tablas, formulas, apartes, e incisos de la norma técnica colombiana (NTC 2050) y del RETIE vigente a la fecha con resolución No. 90708 de agosto de 2013.

2. Desarrollar, los ítems consignados en el inciso 10.1 del artículo 10 del RETIE, los cuales son de obligatorio cumplimiento y desarrollo para una instalación eléctrica de tipo detallado. Estos serán consignados en la metodología de cálculo para instalaciones eléctricas.

3. Implementar esta metodología en un proyecto de diseño de instalación eléctrica, correspondiente a una unidad de vivienda multifamiliar (Edificio Santana) en la ciudad de Santa Marta, Colombia. Cabe mencionar que este proyecto es tipo detallado, motivo suficiente para cumplir con el tipo de instalación eléctrica según RETIE para el cual fue diseñada esta metodología.

1.6 Resultados Esperados

Se hará entrega de un archivo de EXCEL el cual contiene la interfaz de la metodología de diseño de instalaciones eléctricas de tipo detallado para unidades de vivienda multifamiliar, aplicado al proyecto de instalación eléctrica edificio Santana ubicado en la ciudad de Santa Marta.

1.7 Justificación

Existen dos asuntos que necesariamente deben abarcarse cuando se diseña una instalación eléctrica, independientemente el tipo de instalación que este aplique (Detallado o simplificado según inciso 10.1, art. 10 RETIE). Dichos asuntos corresponden a presentar memorias de cálculo que sustenten los valores establecidos por el diseñador de la instalación, y de un documento escrito, que al describirse por medio de una serie de ítems se exponga de forma concisa y clara el porqué de los valores expuestos, la selección de equipos necesarios, y la presentación de los planos eléctricos que esquematicen la distribución de los elementos que constituyen a la instalación eléctrica. En consecuencia, con lo anterior, ante la inminente necesidad de apelar a mecanismos que permitan jerarquizar, ordenar y hacer práctico el diseño de una instalación eléctrica, surge como solución a tal necesidad, la presente metodología planteada, elaborada e implementada en este proyecto de grado.

Así mismo, cabe resaltar que este proyecto se apoya para su ejecución de la herramienta EXCEL por múltiples motivos, sin embargo, se pueden extraer dos aspectos que sobresalen frente a las demás razones de su escogencia. En primer lugar, se destaca la amplia disponibilidad que tiene este software, por ende, toda persona con manejo de un computador, ha manipulado EXCEL, hecho que lo hace muy práctico. En segundo lugar, sus múltiples herramientas de programación, como MACROS, VBA (visual basic for applications), permiten desarrollar en plenitud y de acuerdo a las necesidades, los aspectos que deben ser contenidos en la metodología, basados en aspectos técnicos consignados en la (NTC 2050), el RETIE vigente a la fecha, y cualquier norma internacional que permita calcular los ítems requeridos por el RETIE, en el país para fines de diseño de una instalación eléctrica.

Es por ello que con la intención de brindar solución de forma expedita a tal problema, beneficiando principalmente a los profesionales que tienen a cargo el diseño y la formulación de proyectos de diseño de una instalación eléctrica, se plantea la mencionada metodología de diseño para instalaciones eléctricas que pueda aportar a esta labor ingenieril, optimizando el tiempo requerido para organizar y calcular los ítems pertinentes en una memoria de cálculo a condición del uso sistemático y mecánico de esta misma, de acuerdo al tipo de diseño requerido, basado y en concordancia con el artículo 10, inciso 10.1 del RETIE, la (NTC 2050), y de normas internacionales las cuales cobijan nuestra reglamentación eléctrica Colombiana.

1.8 Estado Del Arte

En este subcapítulo, se presentará el estudio realizado tanto a la norma técnica colombiana (NTC 2050), cómo al RETIE vigente a la fecha, resolución No. 90708 de agosto de 2013.

Con referencia al material indispensable para elaborar y sustentar los cálculos de la instalación eléctrica, se evidencia que el RETIE vigente a la fecha resolución No. 90708 de agosto de 2013 y la NTC 2050, ofrecen el insumo teórico para tales fines. Sin embargo, hay ciertos cálculos cuyo soporte teórico proviene de una norma internacional, con validez para el territorio colombiano establecida en el RETIE, por lo cual se le permite a quienes desean emplear este material para propósitos de consulta o cálculo su uso. En consecuencia, en la tabla 1.1 se nombran tales normas, con el respectivo ítem cálculo obligatorio al cual son equivalentes.

Tabla 1.1. Relación entre normas internacionales y cálculos según RETIE

Tabla 1

Relación entre normas internacionales aplicadas en el RETIE

Norma internacional	Item de cálculo
IEC 60071-1	Coordinación de aislamiento
IEC 60071-2	
IEC 62305	Análisis de nivel de riesgo por rayos y medidas de protección para mitigarlos
NFPA 780	
IEEE 80	Sistemas de puesta a tierra
IEC 60909	Verificación de conductores
IEEE 242	
IEC 60947-2	Cálculo y coordinación de protecciones eléctricas

Nota: Relación entre normas internacionales aplicadas y cálculos obtenidos a partir de ella según artículo 10 del RETIE. Por J. H. Garnica, 2017.

1.9 Diseño metodológico

Llevar a cabo el presente trabajo de grado, obligó a que previo de desarrollar la solución para el problema planteado, se realizara la concerniente revisión del estado del arte, el material bibliográfico que sustenta al objetivo general de este trabajo, el material de apoyo como tablas, y ecuaciones. Asimismo, todo lo relativo a los ejes temáticos que sustenten el proyecto. Todo esto debido a que tales aspectos son los que permitirán validar la funcionabilidad técnica de la metodología de diseño para instalaciones eléctricas. En virtud de lo anterior, se realizó una revisión técnica en la (NTC 2050) y en el RETIE vigente a la fecha de forma paralela.

Este proceso consistió en extraer los ítems que el inciso 10.1 del artículo 10 del RETIE presenta, posteriormente revisar el material pertinente y necesario tanto en la NTC 2050 como en el RETIE mismo, con el fin de apoyar y justificar el proceso de cálculo del diseño de una instalación eléctrica. Por ende, cómo se puede observar en el marco teórico de este trabajo de

grado, casi qué punto por punto, se realizó el proceso de investigar, depurar y extraer específicamente conceptos, tablas, imágenes y gráficos que resultasen primordiales para los fines expuestos y que deban tenerse de forma expedita. Sin duda, se comprende lo anterior cómo la actividad inicial contemplada en el diseño metodológico de esta metodología de diseño para instalaciones eléctricas.

En cumplimiento del orden de las actividades establecidas en el documento entregado como anteproyecto, oportunamente se incluyeron de forma paulatina y organizada mediante grupos, los ítems correspondientes al tipo de diseño detallado, consignados en el artículo 10 del RETIE vigente a la fecha. Esto conllevó a que se organizaran tal como lo indica el RETIE en su artículo 10, los ítems de cálculo que este requiere cuando se define que una instalación eléctrica pertenece al tipo detallado. Nótese entonces que estas actividades permitieron esbozar la estructura de lo que, como producto final de esta serie de actividades, se ha denominado interfaz de usuario de la metodología de diseño para instalaciones eléctricas.

Asimismo, se procedió a dar ingreso de todos los comandos programables, tales como botones, menús desplegables, y casillas de verificación, que permiten ejecutar tareas de forma automática, basados en su programación equivalente. Con referencia a lo que realizan, las tareas que los comandos ejecutan; van desde abrir imágenes anexas que corresponden a material de apoyo, hasta abrir una y cerrar una hoja de cálculo.

Nótese que como este proyecto lo indica fue aplicada esta metodología al proyecto de diseño de instalaciones eléctricas del edificio Santana de la ciudad de Santa Marta, Colombia, seguidamente se procedió a verificar el desarrollo y cumplimiento de los ítems ordenados por el RETIE para una instalación de tipo detallado.

Capítulo 2: Instalaciones eléctricas básicas y de tipo detallado en Colombia

Toda instalación eléctrica construida en Colombia con posterioridad al primero de mayo de 2005 con tensión nominal mayor o igual a 24 V en corriente continua (c.c.) o más de 25 V en corriente alterna (c.a.) con frecuencia de servicio nominal inferior a 1000 Hz, debe cumplir con el Reglamento Técnico de Instalaciones Eléctricas (RETIE) con Resolución No. 90708 de agosto 30 de 2013 (Reglamento Técnico de Instalaciones Eléctricas [RETIE], 2013).

También este Reglamento debe ser observado y cumplido por todas las personas naturales o jurídicas, nacionales o extranjeras, contratistas u operadores, que generen, transformen, transporten, distribuyan la energía eléctrica; y en general, por quienes usen, diseñen, supervisen, construyan, inspeccionen, operen o mantengan instalaciones eléctricas en Colombia.

Para hacer técnicamente operativa la metodología para diseñar instalaciones eléctricas que se lleva a cabo, es necesario hacer un recorrido por los documentos más relevantes, y que contienen la información que avala la ley para el diseño de todo tipo de instalaciones eléctricas. En ese sentido, hablar de una metodología de diseño de instalaciones eléctricas sin emplear la NTC 2050 o en su defecto el RETIE, carece tanto de sentido como de viabilidad.

De ahí que, en las siguientes secciones se encuentran las formulas, ecuaciones, criterios y aspectos usados para lograr que se cumplieran los procedimientos y estándares establecidos para las buenas prácticas de la ingeniería por la NTC 2050 y por el RETIE vigente a la fecha, en la metodología desarrollada.

2.1 Revisión de la literatura del retie vigente a la fecha

El Reglamento Técnico de Instalaciones Eléctricas ([RETIE], 2013) en el artículo 10 contempla los “Requerimientos generales de las instalaciones eléctricas”, con el objetivo de

establecer que “Toda instalación eléctrica objeto del presente reglamento debe cumplir los siguientes requerimientos generales ” (p. 50).

Los requerimientos que a continuación se describen, son los consignados en el inciso 10.1 del artículo 10 del RETIE:

- a. Análisis y cuadros de cargas iniciales y futuras, incluyendo análisis de factor de potencia y armónicos. (Reglamento Técnico de Instalaciones Eléctricas [RETIE], 2013, p. 51).
- b. Análisis de coordinación de aislamiento eléctrico. (Reglamento Técnico de Instalaciones Eléctricas [RETIE], 2013.p.51).
- c. Análisis de cortocircuito y falla a tierra. (Reglamento Técnico de Instalaciones Eléctricas [RETIE], 2013.p.51).
- d. Análisis de nivel de riesgo por rayos y medidas de protección contra rayos. (Reglamento Técnico de Instalaciones Eléctricas [RETIE], 2013.p.51).
- e. Análisis de riesgos de origen eléctrico y medidas para mitigarlos. (Reglamento Técnico de Instalaciones Eléctricas [RETIE], 2013.p.51).
- f. Análisis del nivel tensión requerido. (Reglamento Técnico de Instalaciones Eléctricas [RETIE], 2013.p.51).
- g. Cálculo de campos electromagnéticos para asegurar que, en espacios destinados a actividades rutinarias de las personas, no se superen los límites de exposición definidos en la Tabla 14.1 (Reglamento Técnico de Instalaciones Eléctricas [RETIE], 2013.p.51).
- h. Cálculo de transformadores incluyendo los efectos de los armónicos y factor de potencia en la carga. (Reglamento Técnico de Instalaciones Eléctricas [RETIE], 2013.p.51).

- i. Cálculo del sistema de puesta a tierra. (Reglamento Técnico de Instalaciones Eléctricas [RETIE], 2013.p.51).
- j. Cálculo económico de conductores, teniendo en cuenta todos los factores de pérdidas, las cargas resultantes y los costos de la energía. (Reglamento Técnico de Instalaciones Eléctricas [RETIE], 2013.p.51).
- k. Verificación de los conductores, teniendo en cuenta el tiempo de disparo de los interruptores, la corriente de cortocircuito de la red y la capacidad de corriente del conductor de acuerdo con la norma **IEC 60909, IEEE 242**, capítulo 9 o equivalente. (Reglamento Técnico de Instalaciones Eléctricas [RETIE], 2013.p.51).
- l. Cálculo mecánico de estructuras y de elementos de sujeción de equipos. (Reglamento Técnico de Instalaciones Eléctricas [RETIE], 2013.p.51).
- m. Cálculo y coordinación de protecciones contra sobre corrientes. En baja tensión se permite la coordinación con las características de limitación de corriente de los dispositivos según **IEC 60947-2**, Anexo A. (Reglamento Técnico de Instalaciones Eléctricas [RETIE], 2013.p.51).
- n. Cálculos de canalizaciones (tubo, ductos, canaletas y electroductos) y volumen de encerramientos (cajas, tableros, canaletas, etc.). (Reglamento Técnico de Instalaciones Eléctricas [RETIE], 2013.p.51).
- o. Cálculos de pérdidas de energía, teniendo en cuenta los efectos de armónicos y factor de potencia. (Reglamento Técnico de Instalaciones Eléctricas [RETIE], 2013.p.51).
- p. Cálculos de regulación. (Reglamento Técnico de Instalaciones Eléctricas [RETIE], 2013.p.51).

- q. Clasificación de áreas. (Reglamento Técnico de Instalaciones Eléctricas [RETIE], 2013.p.51).
- r. Elaboración de diagramas unifilares. (Reglamento Técnico de Instalaciones Eléctricas [RETIE], 2013.p.51).
- s. Elaboración de planos y esquemas eléctricos para construcción. (Reglamento Técnico de Instalaciones Eléctricas [RETIE], 2013.p.51).
- t. Especificaciones de construcción complementarias a los planos, incluyendo las de tipo técnico de equipos y materiales y sus condiciones particulares. (Reglamento Técnico de Instalaciones Eléctricas [RETIE], 2013.p.51).
- u. Establecer las distancias de seguridad requeridas. (Reglamento Técnico de Instalaciones Eléctricas [RETIE], 2013.p.51).
- v. Justificación técnica de desviación de la **NTC 2050** cuando sea permitido, siempre y cuando no comprometa la seguridad de las personas o de la instalación. (Reglamento Técnico de Instalaciones Eléctricas [RETIE], 2013.p.51).
- w. Los demás estudios que el tipo de instalación requiera para su correcta y segura operación, tales como condiciones sísmicas, acústicas, mecánicas o térmicas. (Reglamento Técnico de Instalaciones Eléctricas [RETIE], 2013.p.51).

Partiendo del inciso (a), el RETIE (2013) para el caso de las unidades de vivienda unifamiliar y multifamiliar, contempla por lo menos un circuito para pequeños artefactos, un circuito para conexión de plancha y lavadora, y un circuito para iluminación y fuerza. Para dimensionar el calibre de los conductores, el diámetro del ducto y la protección del circuito; se calcula la carga con base al número de salidas eléctricas, tratando de balancear las fases. Por

ende, deben dimensionarse todos los conductores bien sean energizados, de puesta a tierra, o puestos a tierra, acorde a la capacidad de los circuitos o por de acuerdo con el valor definido para cada una de las salidas de potencia.

Tal cómo se puede apreciar en la tabla 2.1, el modelo usado para realizar el análisis de cuadros de cargas iniciales y futuras con el que cuenta la metodología de diseño de instalaciones eléctricas para fines de realizar análisis de cargas iniciales y futuras, cuenta con varias celdas o espacios para definir la cantidad de circuitos de luces (luminaria general), extracción, ventiladores, pequeños artefactos, lavado y plancha, aires acondicionados (tanto para 9000 Btu como para 18000 Btu). Por tanto, la finalidad a la que llega este paso es definir los conductores que soporten la carga prevista y/o ajustada según el factor de demanda que corresponda. Recuerde que, para el RETIE (2013), deben existir por lo menos: un circuito para pequeños artefactos, un circuito para conexión de plancha y lavadora, y un circuito para iluminación y fuerza.

Para definir la corriente que demandan las cargas a instalar, se utiliza la siguiente expresión matemática:

$$I = \frac{\#_{elementos} \times P}{V} \quad (1)$$

Siendo:

- P: La potencia que demanda el elemento o dispositivo a instalar.
- V: El voltaje de operación de dicho elemento o dispositivo a instalar.

Finalmente, para obtener la carga mínima para iluminación o alumbrado general, se debe realizar la siguiente multiplicación: (Ver tabla 2.1).

$$VA_{(iluminacion)} = 32 \frac{VA}{m^2} \times Area \quad (2)$$

Tabla 2.1. Modelo cuadro de cargas tablero de distribución apartamentos tipo 01

Tabla 1

Modelo cuadro de cargas salidas eléctricas, conductores, ductos y protecciones tablero de distribución apartamentos tipo 01

CUADRO DE CARGAS TABLERO DE DISTRIBUCION APARTAMENTOS TIPO 01 _____																		
VOLTAJE DE SUMINISTRO: _____										LOCALIZACION: _____								
										TIPO DE MONTAJE: _____								
CTO	DESCRIPCION	TOMAS 110V	LUCES	EXTRACTOR	ARTEFACTOS DE COCINA	LAVADORA Y PLANCHAS	A.A.AA		CARGA	FASES		CONDUCTOR				DUCTO	PROTECCION	
							M.S. 9000 BTU	M.S. 18000 BTU			R	S	A	FASE	NEUTRO			TIERRA
		180 VA	25 VA	50VA	1800 VA	1800 VA	900 VA	1800 VA		VA								
1	CIRCUITO DE ARTEFACTOS DE COCINA																	
3	CIRCUITO DE LAVADORA Y PLANCHA																	
2	TOMAS ALCOBAS 2 Y 3																	
4	TOMAS ALCOBA PRINCIPAL, BAÑOS																	
5	TOMAS SALA COMEDOR, CUARTO DE SERVICIO																	
7	CIRCUITO LUCES																	
6-8	A.A ALCOBA PRINCIPAL																	
9-11	A.A ALCOBA 2																	
10-12	A.A ALCOBA 3																	
13-15	A.A SALA, COMEDOR																	
14,16	RESERVA																	
TOTAL INSTALADO		0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0						
CALCULOS ACOMETIDA																		
AREA APARTAMENTOS (M2)		_____		CARGA ALUMBRADO Y OTROS ARTEFACTOS		PRIMEROS 3000 AL 100%		_____		I DEMANDA		_____		I DEMANDA AL 125%		_____		
CARGA ALUMBRADO (VA/M2)		_____		DE 3001 A 125000 AL 35%		_____		_____		CONDUCTOR SELECCIONADO		_____		FASE		_____ mm2 (____ AWG) Cu THHN		
TOTAL CARGA		_____		CARGA A.A AL 100%		_____		_____		NEUTRO		_____ mm2 (____ AWG) Cu THHN		TIERRA		_____ mm2 (____ AWG) Cu THHN		
#CIRCUITOS DE 20A		_____		RESERVA AL 50%		_____		_____		PROTECCION		_____X____A		DUCTO		CONDUIT ____ DE ____ ø		
				TOTAL		_____		_____										

Nota: Cuadro de cargas modelo para el cálculo de corriente, conductores, ductos para cada circuito de los apartamentos Tipo 01. Por J. H. Garnica, 2017.

Para el inciso **(b)**, el RETIE (2013) establece en el aparte b del inicio 10.1, que para tensiones superiores a 13,2 kV y así mismo una potencia mayor de 50 kV, se debe realizar un proceso completo de coordinación de aislamiento, en dónde los parámetros a tener en cuenta son: nivel de voltaje nominal del proyecto, con el fin de definir ante qué tipo de sobretensiones son más importantes que otras, nivel de aislamiento de los equipos, obtener el BIL normalizado, definir la viabilidad de la instalación de dispositivos de protección contra sobretensiones transitorias o en general el cumplimiento de la norma internacional **IEC 60071-1** e **IEC 60071-2**.

Para el inciso **(c)**, el RETIE (2013) establece que debe seguirse lo expuestos por la norma internacional IEC 60947-2. Aquí se consignan los pasos que deben seguir para tales fines. Sin embargo, la norma técnica colombiana hace una adaptación de esta norma internacional, y define las ecuaciones y consideraciones pertinentes para este caso. Para tal propósito, diríjase al subcapítulo 2.2 de esta tesis, y busque inmediatamente en dónde esté escrito lo relacionado con el inciso **(c)**.

En lo concerniente al inciso **(d)**, el RETIE (2013) establece que debe seguirse lo consignado en la IEC 62305 y la norma NTC 4552 (1-2-3 y 4) “Protección contra descargas atmosféricas”. De lo cual finalmente se llega a la conclusión que se debe instalar un sistema de protección y apantallamiento **SIPRA**, dependiendo de las condiciones que presente el lugar la instalación, tales como las distancias entre el punto más alto del recinto que abarque la instalación hasta el suelo, o el nivel de referencia. En ese sentido, diríjase al subcapítulo 2.2 de esta tesis, y busque inmediatamente en dónde esté escrito lo relacionado con el inciso **(d)**.

Para el inciso **(e)**, el RETIE (2013) nos ofrece una tabla como un mecanismo para establecer los factores de riesgo de origen eléctrico más comunes y qué medidas se pueden emplear para mitigarlos. En el inciso 9.3, artículo 9 del capítulo 1, se encuentra la tabla 9.5 en la que se

ilustran los factores de riesgo eléctrico más comunes, sus posibles causas y algunas medidas de protección para canalizar las diferentes condiciones inseguras. A pesar de que este análisis es netamente cualitativo, el génesis de este proceso parte de la precaución estatal por los elevados gastos en que frecuentemente incurren, las personas afectadas, o entidades afectadas cuando se presentaba un accidente de origen eléctrico, los cuales superan de forma significativa las inversiones que se hubieran requerido para minimizar o eliminar el riesgo. Ahora, para establecer el nivel o el grado de riesgo eléctrico, el RETIE (2013) ofrece en el inciso 9.2 del artículo 9, la tabla 9.3, la cual es una matriz que permite tomar este tipo de decisiones anteriormente descritas. Así mismo la metodología que se define es:

- “Definir el factor de riesgo que se requiere evaluar o categorizar.”
(Reglamento Técnico de Instalaciones Eléctricas [RETIE], 2013. p.44).
- “Definir si el riesgo es potencial o real.” (Reglamento Técnico de Instalaciones Eléctricas [RETIE], 2013. p.44).
- “Determinar las consecuencias para las personas, económicas, ambientales, y de imagen de la empresa. Estimar dependiendo del caso particular que analiza.” (Reglamento Técnico de Instalaciones Eléctricas [RETIE], 2013. p.44).
- “Buscar el punto de cruce de la matriz correspondiente a la consecuencia (1, 2,3 ,4 ,5) y a la frecuencia determinada (a, b, c, d, e): esa será la valoración del riesgo para cada clase.” (Reglamento Técnico de Instalaciones Eléctricas [RETIE], 2013. p.44).

- “Repetir el proceso para la siguiente clase hasta que cubra todas las posibles pérdidas.” (Reglamento Técnico de Instalaciones Eléctricas [RETIE], 2013. p.44).
- “Tomar el caso más crítico de los cuatro puntos de cruce, el cual será la categoría o nivel del riesgo.” (Reglamento Técnico de Instalaciones Eléctricas [RETIE], 2013. p.44).

Tomar las decisiones o acciones, según lo indicado en la tabla 9.4 (Decisiones y acciones para controlar el riesgo).

Para el inciso (g), en dónde se deben calcular los campos electromagnéticos para garantizar la seguridad del ambiente electromagnético en aquellos espacios de actividades rutinarias. Para tal proceso, no sólo se deben realizar tales cálculos de acuerdo a una serie de ecuaciones diferenciales de Laplace, sino que además se deben comparar estos valores con los límites de exposición que se definen en la tabla 14.1 del artículo 1 del RETIE. Sin embargo, el RETIE (2013) en el inciso 14.4 de este mismo artículo, plantea de acuerdo cierto tipo de aplicaciones, una opción de calcular dichos valores de campo magnético de forma muy aproximada. Las principales aplicaciones que se mencionan son: Para líneas de transmisión o subestaciones con tensiones superiores a 57.5 Kv, edificaciones aledañas a zonas de servidumbre, líneas de transmisión del cualquier tipo de voltaje (transmisión primaria o secundaria), y para redes de distribución y uso final. Tal tabla, relaciona ciertos tipos de exposición, con la intensidad de campo eléctrico (Kv/m) y la densidad de flujo magnético (μT), si los cálculos electromagnéticos una vez hechos, arrojan valores superiores a estos, debe de alguna forma aplicarse una corrección al respecto, ya que los valores que están en la tabla 14.1 son los valores máximos permitidos que las personas pueden soportar al estar sometidos a la incidencia del campo magnético.

En cuanto al inciso (i), se presentan métodos de cálculo de resistividad del suelo, aspecto fundamental pues a través de este valor se sabrá en dónde se instalará el sistema de puesta a tierra, entre otros, se encuentran en el inciso 15.5 del capítulo 1, los métodos de Wenner y Schlumberger. En efecto, el RETIE (2013) establece que cada uno de estos métodos, tienen un tipo de conexión en particular y una ecuación que permite obtener la resistividad del terreno o de cierta área del predio que se tiene para efectos de estudios de esta clase. El método que se usó para calcular la resistividad del predio de la obra del proyecto edificio Santana fue el método tetraelectródico de Wenner, por su alta aplicabilidad en las labores de ingeniería. Para calcular la resistividad por medio de este método se debe usar la siguiente ecuación:

$$r = \frac{4\rho aR}{\left(1 + \frac{2a}{\sqrt{a^2 + 4b^2}} - \frac{a}{\sqrt{a^2 + b^2}}\right)} \quad (3)$$

Siendo:

- ρ : Resistividad aparente del suelo medido en (Ω/m).
- a : Distancia entre electrodos adyacentes medida en (m).
- b : Profundidad de enterramiento de los electrodos medida en (m).
- R : Resistividad eléctrica medida en Ω y calculada como V/I .

En la figura 2.1. se puede apreciar la forma en la que se hace la conexión para la medición de la resistividad:

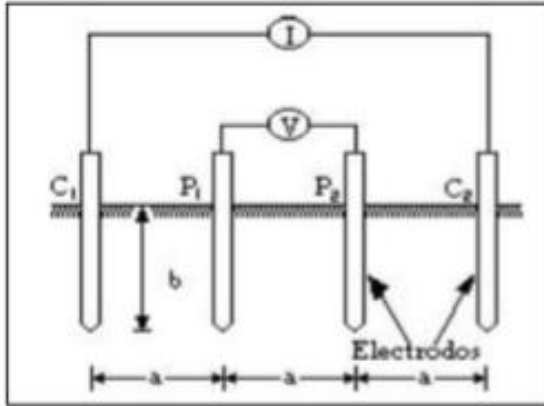


Figura 2.1. Esquema del método de Wenner para medición de resistividad del terreno empleado para tales labores. Adaptado de “TIERRAS – Soporte de la Seguridad Eléctrica, Quinta Edición”, F. Casas, 2010, p. 223.

Sin embargo, debe tenerse presente que, si b es muy pequeña comparada con a , entonces (3), se convierte en:

$$r = 2\rho aR \quad (4)$$

En dónde para hallar la resistencia de puesta a tierra (R_g), según IEEE 80 (1986) se puede tomar por criterio de diseño, una malla de puesta a tierra en forma de L, la resistencia de esta se halla entonces con la siguiente expresión:

$$R_g = r \left[\frac{1}{L_T} + \frac{1}{(\sqrt{20A})} \cdot \left(1 + \frac{1}{1 + h\sqrt{\frac{20}{A}}} \right) \right] \quad (5)$$

Siendo:

- L_T Longitud total de conductores enterrados en m.
- ρ : Resistividad del terreno Ω -m.
- A : Área ocupada por la malla de tierra m^2 .
- H : Profundidad de la malla en m.

De las variables anteriores, son datos dados o datos de entrada el área a ocupar por la resistividad aparente del terreno, y la profundidad de la malla. Por ende, para calcular la longitud total de conductores enterrados en metros (L_T), debe emplearse la siguiente ecuación:

$$L_T = L_C + L_V \quad (6)$$

En dónde L_c se determina de la siguiente forma:

$$L_c = 2L_1 + 2L_2 \quad (7)$$

Siendo:

- L_1 : la longitud 1 de la malla de puesta a tierra en L.
- L_2 : la longitud 2 de la malla de puesta a tierra en L.

En dónde L_V se determina asimismo de la siguiente manera:

$$L_V = \#_{\text{var rillas}} \times \text{Long. var rilla} \quad (8)$$

Asimismo, para realizar el cálculo del máximo potencial de tierra GPR (v), se debe emplear la siguiente ecuación:

$$GPR = 1.8 \times I_G \times R_G \quad (9)$$

Siendo:

- I_G : Corriente de falla monofásica a tierra en el primario I_o en (Amperios).
- R_G : Resistencia de puesta a tierra en (Ω).

Para el cálculo de las tensiones de paso, debe tenerse presente que el RETIE establece de acuerdo con la norma internacional IEEE 80 que tales tensiones deben obtenerse para una masa promedio de 50 kg y para una masa promedio de 70 kg.

Para una masa de **50 kg**:

$$V_{\text{contacto}-50\text{kg}} = \frac{(1000 + (6 \times C_s \times r_s)) \times 0.116}{\sqrt{T_c}} \quad (10)$$

Siendo:

- C_s : Coeficiente en función del terreno y la capa superficial.
- ρ_s : Resistividad superficial del terreno.
- T_c : Tiempo de despeje de la falla.

En dónde C_s se calcula de la siguiente manera:

$$C_s = 1 - \frac{0.09 \cdot \left(1 - \frac{r}{r_s}\right)}{2 \cdot h_s + 0.09} \quad (11)$$

Para hallar la tensión de contacto, se debe emplear la siguiente ecuación:

$$V_{\text{contacto}-50\text{kg}} = \frac{(1000 + (1.5 \times C_s \times r_s)) \times 0.116}{\sqrt{T_c}} \quad (12)$$

De forma análoga para una persona con masa promedio de **70 kg**:

$$V_{\text{contacto}-70\text{kg}} = \frac{(1000 + (6 \times C_s \times r_s)) \times 0.157}{\sqrt{T_c}} \quad (13)$$

Para hallar la tensión de contacto, se debe emplear la siguiente ecuación:

$$V_{\text{contacto}-70\text{kg}} = \frac{(1000 + (1.5 \times C_s \times r_s)) \times 0.157}{\sqrt{T_c}} \quad (14)$$

Finalmente, para hallar la tensión de malla en caso de falla y la tensión de paso en caso de falla, deben emplearse las siguientes ecuaciones:

$$V_{\text{malla}} = \frac{r \cdot I_G \cdot K_m \cdot K_i}{L_c + \left[1.55 + 1.22 \cdot \left(\frac{L_v}{\sqrt{L_1^2 + L_2^2}} \right) \right] \cdot N \cdot L_v} \quad (15)$$

Siendo:

- K_m : Factor de espaciamento para tensión de malla.
- L_v : Longitud de la varilla.
- L_c : Longitud del conductor.
- N : Número de varillas.
- K_i : Factor de corrección por geometría de la malla.
- L_1 : la longitud 1 de la malla de puesta a tierra en L.
- L_2 : la longitud 2 de la malla de puesta a tierra en L.
- I_G : Corriente de falla monofásica a tierra en el primario I_0 en (Amperios).

Y para hallar la tensión de paso en caso de falla:

$$V_{\text{paso}} = \frac{r \times I_G \times N \times K_i \times K_s}{0.75 \times L_c + 0.85 \times N \times L_v} \quad (16)$$

Siendo:

- ρ : Resistividad del terreno Ω -m.
- I_G : Corriente de falla monofásica a tierra en el primario I_O en (Amperios).
- N : Número de varillas.
- K_i : Factor de corrección por geometría de la malla.
- K_s : Factor de corrección por geometría superficial.
- L_v : Longitud de la varilla.
- L_c : Longitud del conductor.

Para el inciso (I), o el cálculo mecánico de estructuras y elementos de sujeción, debemos realizar una serie de cálculos con los cuales se permita garantizar el control de la tensión mecánica de los conductores para los distintos regímenes de carga o condiciones climáticas. De ese modo, se logra evitar fatigas y daños que pongan en riesgo la seguridad o continuidad del servicio, evitar la aparición de fenómenos vibratorios y aprovechar la capacidad mecánica de los mismos, logrando un balance adecuado entre longitud de vanos y dimensionamiento de postes. A continuación, se hará un consolidado de las fórmulas empleadas para realizar la hoja de cálculo de los cálculos mecánicos en la metodología de diseño de instalaciones eléctricas. Por ello, se calcularán los vanos ideales para MT y los cálculos correspondientes a la tabla de regulación en M.T al hacer uso de la memoria de cálculo establecida por el grupo unión Fenosa, entidad comercializadora operadora de red de nuestra región.

En ese sentido, se comienza por el cálculo de los vanos ideales. En primera instancia, para determinar el peso del conductor se debe emplear la siguiente formula:

$$p_v = Q_o \times d \times 10^{-3} \quad (17)$$

En dónde para hallar el peso unitario del conductor:

$$p = \sqrt{p_c^2 + p_v^2} \quad (18)$$

Siendo:

- p : Peso unitario aparente del conductor (daN/m).
- p_c : Peso unitario propio del conductor (daN/m).
- p_v : Fuerza unitaria de viento sobre el conductor (daN/m).
- Q_0 : Sobrecarga por viento en el conductor (daN/m²).
- d : Diámetro total del conductor (mm).

Asimismo, para calcular la longitud del vano ideal mediante regulación se debe emplear la siguiente ecuación:

$$a_r = k \times \sqrt{\frac{\sum_{i=1}^n a_i^3}{\sum_{i=1}^n \frac{a_i^2}{a_i}}} \quad (19)$$

Con:

$$k = \frac{\sum_{i=1}^n \frac{a_i^3}{a_i^2}}{\sum_{i=1}^n \frac{a_i^2}{a_i}} \quad (20)$$

$$a_i = \sqrt{a_i^2 + b_i^2} \quad (21)$$

Siendo:

- a_r : Longitud del vano ideal de regulación (m).
- k : Factor de Truxá ($k=1$ para vanos nivelados).
- \hat{a}_i : Longitud del vano real i (m).
- a_i : Longitud del vano individual i (m).
- b_i : Desnivel del vano i (m).

Por su parte, para hallar las tensiones mecánicas a las cuales se somete un conductor, se debe emplear la siguiente ecuación:

$$T = T_0 \cdot \cosh\left(\frac{x}{C}\right) \quad (22)$$

Siendo:

- T : Tensión del conductor (daN).
- T_0 : Componente horizontal de la Tensión en el punto tangencial a la catenaria (daN).
- C : Parámetro de la catenaria (m).
- x : Coordenada en el eje “x” del cable (m).

Con:

$$C = \frac{T_0}{p} \quad (23)$$

$$y = C \cdot \cosh\left(\frac{x}{C}\right) \quad (24)$$

Siendo:

- C: Parámetro de la catenaria (m).
- To: Tensión en el vértice de la catenaria (daN).
- p: Fuerza por unidad de longitud o peso unitario aparente del hilo (daN/m).
- x: Coordenada en el eje “x” del hilo (m).
- y: Coordenada en el eje “y” del hilo (m).

Finalmente, se debe aclarar que el parámetro de la catenaria refleja el parámetro de la flecha máxima y flecha mínima.

Referente a los cálculos de tabla de regulación, para hallar las flechas de cada cantón y una vez calculado su vano ideal de regulación, se debe emplear la siguiente fórmula:

$$f_{i,t} = f_{r,t} \cdot \left(\frac{a_i \cdot a'_i}{a_r} \right) \quad (25)$$

Debe tenerse presente que, para escoger el criterio o hipótesis de flecha máxima y flecha mínima, debe emplearse la siguiente tabla:

Tabla 2.2. Hipótesis de cálculo mecánico de vanos ideales en MT

Tabla 2

Resumen de las distintas condiciones, hipótesis y sobrecargas por viento consideradas en el cálculo mecánico de conductores

Condición		Temperatura (°C)	Sobrecarga Q_0 (daN/m ²)					
			Zona A		Zona B		Zona C	
			Rural	Urbana	Rural	Urbana	Rural	Urbana
Tracción máxima	Hipótesis de Viento máximo	20	74,54	37,11	47,32	20,87	30,28	14,49
	Hipótesis de Viento reducido	28	26,83	13,36	17,03	7,51	10,90	5,22
	Hipótesis de Temperatura mínima	15	Ninguna	Ninguna	Ninguna	Ninguna	Ninguna	Ninguna
Flecha máxima	Hipótesis de Temperatura máxima	50	Ninguna	Ninguna	Ninguna	Ninguna	Ninguna	Ninguna
	Hipótesis de Temperatura máxima excepcional	75	Ninguna	Ninguna	Ninguna	Ninguna	Ninguna	Ninguna
Flecha mínima	Hipótesis de Temperatura mínima	15	Ninguna	Ninguna	Ninguna	Ninguna	Ninguna	Ninguna
Fenómenos vibratorios	EDS	28	Ninguna	Ninguna	Ninguna	Ninguna	Ninguna	Ninguna
	CHS	18	Ninguna	Ninguna	Ninguna	Ninguna	Ninguna	Ninguna

Nota: Sobre carga por vientos, teniendo en cuenta el tipo de zona, área, temperatura y diferentes condiciones Adaptado de “Memoria proyecto tipo líneas eléctricas aéreas MT sin neutro”, por Gas Natural Fenosa, 2012, (2), versión 3, p. 52.

Siendo:

- $f_{i,t}$: Flecha de instalación del conductor para el vano i del cantón, a la temperatura t (m).
- $f_{r,t}$: Flecha del vano ideal de regulación del cantón a la temperatura t (m).
- a_i : Longitud del vano individual i (m).

- a_i : Longitud del vano real i (m).
- a_r : Longitud del vano ideal de regulación (m).

Valido siempre y cuando:

- $a_i < 300$ m
- $\frac{a_i}{b_i} < 0,2 \times a_i$
- $f_i < 0.05 \times a_i$

Si no esto no se cumple, debe usarse entonces la siguiente ecuación:

$$f_i = \frac{T_{mi}}{p} \cdot \left[\cosh\left(\frac{a_i \cdot p}{2 \cdot T_0}\right) - 1 \right] \quad (26)$$

Para el cálculo de los gravivanos, se deben sumar las longitudes correspondientes a la distancia horizontal que existe entre los vértices de las catenarias de los vanos contiguos al poste (a_{g1} , a_{g2}). Para efectos de compresión, la figura:

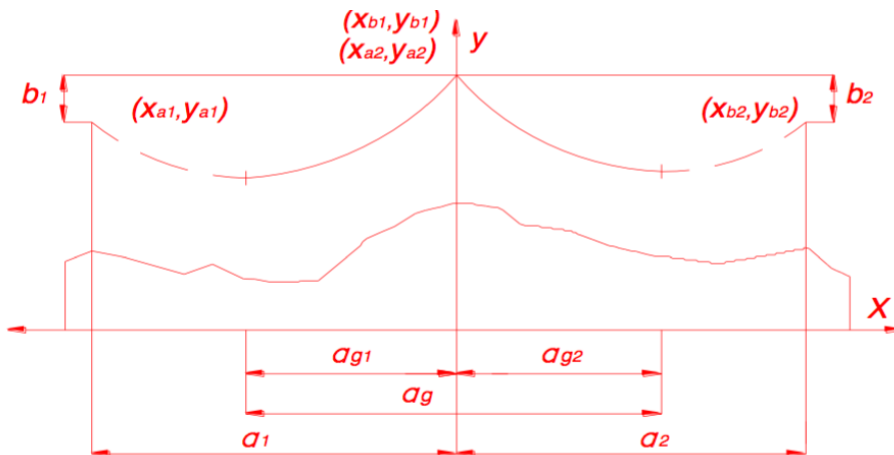


Figura 2.2. Representación de un gravivano propuesta por el operador de red de la Región Caribe Colombiana en la norma técnica para diseño y cálculo de estructuras mecánicas para menesteres eléctricos. Adaptado de “Memoria proyecto tipo líneas eléctricas aéreas MT sin neutro”, por Gas Natural Fenosa, 2012, (2), versión 3, p. 52.

$$a_g = a_{g1} + a_{g2} \quad (27)$$

Con:

$$a_{g1} = a_1 - \frac{T_{01}}{P_c} \cdot \left[\tanh^{-1} \frac{\cosh\left(\frac{p_c \cdot a_1}{T_{01}}\right) - 1}{\sinh\left(\frac{p_c \cdot a_1}{T_{01}}\right)} - \sinh^{-1} \frac{\frac{p_c \cdot b_1}{T_{01}}}{\sqrt{\sinh^2\left(\frac{p_c \cdot a_1}{T_{01}}\right) - \left(\cosh\left(\frac{p_c \cdot a_1}{T_{01}}\right) - 1\right)^2}} \right] \quad (28)$$

$$a_{g2} = \frac{T_{02}}{P_c} \cdot \left[\tanh^{-1} \frac{\cosh\left(\frac{p_c \cdot a_2}{T_{02}}\right) - 1}{\sinh\left(\frac{p_c \cdot a_2}{T_{02}}\right)} - \sinh^{-1} \frac{\frac{p_c \cdot b_2}{T_{02}}}{\sqrt{\sinh^2\left(\frac{p_c \cdot a_2}{T_{02}}\right) - \left(\cosh\left(\frac{p_c \cdot a_2}{T_{02}}\right) - 1\right)^2}} \right] \quad (29)$$

En las expresiones anteriores:

- a_g : Longitud del gravivano (m).
- a_{g1} : Semigravivano anterior al poste (m).
- a_{g2} : Semigravivano posterior al poste (m).
- b_1 : Diferencia de alturas entre el poste considerado y el poste anterior (m).
- b_2 : Diferencia de alturas entre el poste considerado y el poste posterior (m).
- p_c : Peso unitario propio del conductor (daN/m).
- T_{01} : Componente horizontal de la tensión en el conductor en el vano anterior al poste (daN).
- T_{02} : Componente horizontal de la tensión en el conductor en el vano posterior al poste (daN).

Para el cálculo de los eolovanos, se debe tener presente que esta longitud se define cómo la semisuma de los vanos contiguos al apoyo. Así mismo, para efectos de compresión puede verse en la siguiente figura el concepto aplicado de las longitudes que intervienen en este proceso.

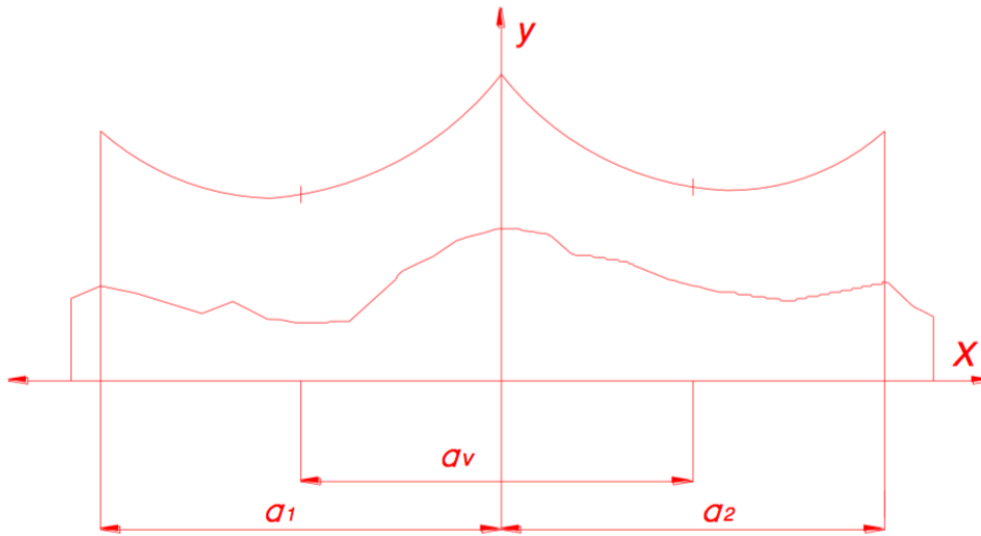


Figura 2.3. Representación de un eolovano propuesto por el operador de red de la Región Caribe colombiana en la norma técnica para diseño y cálculo de estructuras mecánicas para menesteres eléctricos. Adaptado de “Memoria proyecto tipo líneas eléctricas aéreas MT sin neutro”, por Gas Natural Fenosa, 2012, (2), versión 3, p. 52.

$$a_v = \frac{a_1 + a_2}{2} \quad (30)$$

Siendo:

- a_v : Longitud del Eolovano (m).
- a_1 : Longitud del vano anterior al apoyo, medido en la dirección de la línea (m).
- a_2 : Longitud del vano posterior al apoyo, medido en la dirección de la línea (m).

Para los cálculos de esfuerzos sobre los apoyos, debe seguirse un análisis que evalúe de forma individual para cada uno de los tipos de postes el cálculo mecánico de estos, en condición normal y en condición anormal. Como consecuencia, se presenta la siguiente tabla que resume las hipótesis y los tipos de esfuerzos. Esta información fue muy útil al momento de realizar los presentes cálculos mecánicos.

Tabla 2.3. Hipótesis y tipos de esfuerzos para cálculos mecánicos de postes

Tabla 3

Cálculo mecánico de postes en condición normal y anormal, dependiendo de su función o armado

Función	HIPÓTESIS NORMAL	HIPÓTESIS ANORMAL	
	Condición 1	Condición 2 (rotura de conductor)	Condición 3 (desequilibrio 50% de tensiones)
ANG	Esfuerzos verticales permanentes	No aplica	No aplica
	Esfuerzo horizontal transversal por la acción del viento sobre conductores y por resultante de tensiones (1)		
	Esfuerzo horizontal transversal por la acción del viento en postes, aisladores y equipos (1)		
	Esfuerzo horizontal transversal por excentricidad del peso propio de los conductores		
	Esfuerzo horizontal longitudinal por excentricidad del peso de equipos		
ANC (0°)	Esfuerzos verticales permanentes	Esfuerzos verticales permanentes	Esfuerzos verticales permanentes
	Esfuerzo horizontal transversal por la acción del viento sobre conductores (1)	Esfuerzo horizontal longitudinal por rotura de una conductor bajo la acción del viento reducido (2)	Esfuerzo horizontal longitudinal por 50% de desequilibrio de tensiones bajo la acción del viento máximo (1)
	Esfuerzo horizontal transversal por la acción del viento en postes, aisladores y equipos (1)		
	Esfuerzo horizontal longitudinal por desequilibrio REAL de tensiones por la acción del viento máximo (1)	No considerar ninguna otra acción transversal por viento en conductores, postes, etc.	No considerar ninguna otra acción transversal por viento en conductores, postes, etc.
FL	Esfuerzos verticales permanentes	Esfuerzos verticales permanentes	No aplica
	Esfuerzo horizontal transversal por la acción del viento sobre conductores (1)		
	Esfuerzo horizontal transversal por la acción del viento en postes, aisladores y equipos (1)	Esfuerzo horizontal longitudinal por rotura de una conductor bajo la acción del viento reducido (2)	
	Esfuerzo horizontal transversal por excentricidad del peso propio de los conductores		
	Esfuerzo horizontal transversal por excentricidad del peso de equipos	No considerar ninguna otra acción transversal por viento en conductores, postes, etc.	
	Esfuerzo horizontal longitudinal por desequilibrio REAL de tensiones por la acción del viento máximo (1)		

Función	HIPÓTESIS NORMAL	HIPÓTESIS ANORMAL	
	Condición 1	Condición 2 (rotura de conductor)	Condición 3 (desequilibrio 50% de tensiones)
AL	Esfuerzos verticales permanentes	No aplica	No aplica
	Esfuerzo horizontal transversal por la acción del viento sobre conductores (1)		
	Esfuerzo horizontal transversal por la acción del viento en postes, aisladores y equipos (1)		
	Esfuerzo horizontal transversal por excentricidad del peso propio de los conductores		
	Esfuerzo horizontal longitudinal por excentricidad del peso de equipos		

Nota: Hipótesis normales y anormales con condiciones aplicadas a los diferentes armados, teniendo en cuenta los esfuerzos. AL Alineación, Adaptado de “Memoria proyecto tipo líneas eléctricas aéreas MT sin neutro”, por Gas Natural Fenosa, 2012, (2), versión 3, p. 60.

En primera instancia, se tiene que para hallar este esfuerzo por excentricidad del peso propio de conductores debe emplearse la siguiente fórmula:

$$F_{TEC}^* = \frac{1}{h_N} \cdot \left(\sum (P_j + P_s) \cdot L_j \right) \quad (31)$$

Siendo:

- P_j : Esfuerzo vertical debido al peso propio del conductor j (daN).
- P_s : Esfuerzo vertical debido al peso del aislador (o cadena) (daN).
- L_j : Distancia horizontal del punto de aplicación del conductor j al eje del poste (m). Este valor puede ser negativo dependiendo de la ubicación de los conductores.
- h_N : Altura dónde está referido el esfuerzo nominal del poste (Altura libre menos 0,2 m).

Para el cálculo de los esfuerzos horizontales transversales por la acción del viento sobre conductores, debe tenerse presente el tipo de apoyo que se usa para la estructura. Por ende, si la estructura es tipo postes AL, entonces:

$$F^*_{TVC} = P_{V,C} \cdot a_v \cdot \sum \frac{H_i}{H_N} \quad (32)$$

Siendo:

- H_i : Altura del conductor de la fase i (m).
- H_N : Altura libre poste – 0,2 m.
- $P_{V,C}$: Fuerza unitaria del viento sobre el conductor (daN/m).
- a_v : Longitud del Eolovano (m).

Para postes tipo ANG

$$F^*_{TVC} = \left(P_{V,C} \cdot a_v \cdot \cos\left(\frac{\beta}{2}\right) + \sqrt{(T_{02} - T_{01})^2 \cdot \cos^2\left(\frac{\beta}{2}\right) + (T_{02} + T_{01})^2 \cdot \sin^2\left(\frac{\beta}{2}\right)} \right) \cdot \sum \frac{H_i}{H_N} \quad (33)$$

Siendo:

- H_i : Altura del conductor de la fase i (m).
- H_N : Altura libre poste – 0,2 m.
- $P_{V,C}$: Fuerza unitaria del viento sobre el conductor (daN/m).
- a_v : Longitud del Eolovano (m).
- β : Ángulo de deflexión de la línea (°).

- T_{01} : Componente horizontal de la tensión en el conductor (daN), correspondiente al vano anterior al poste y calculada para las condiciones de viento máximo y 20°C.
- T_{02} : Componente horizontal de la tensión en el conductor (daN), correspondiente al vano posterior al poste y calculada para las condiciones de viento máximo y 20°C.

Para postes tipo FL:

$$F^*_{TVC} = P_{V,C} \cdot \frac{a}{2} \cdot \sum \frac{H_i}{H_N} \quad (34)$$

Siendo:

- H_i : Altura del conductor de la fase i (m) H_N : Altura libre poste – 0,2 m.
- $P_{V,C}$: Fuerza unitaria del viento sobre el conductor (daN/m).
- a : Longitud del vano anterior (m).

Para calcular los esfuerzos sobre apoyo por desequilibrio real de tensiones, para postes ANC:

$$F^*_{LTC} = |T_{02} - T_{01}| \cdot \sum \frac{H_i}{H_N} \quad (35)$$

Siendo:

- H_i : Altura del conductor de la fase i (m).
- H_N : Altura libre poste – 0,2 m.
- $P_{V,C}$: Fuerza unitaria del viento sobre el conductor (daN/m).
- a : Longitud del vano anterior (m).

Para postes tipo FL:

$$F^*_{LTC} = T_0 \cdot \sum \frac{H_i}{H_N} \quad (36)$$

Asimismo, para calcular esfuerzos de apoyo por esfuerzo horizontal longitudinal, se evalúa para apoyos de tipo ANC y para la condición del 50% de desequilibrio de tensiones. (Debe tenerse presente que estas hipótesis tienen valores equivalentes que son calculados a través de fórmulas).

$$F^*_{LMC} = 0,5 \cdot \max(T_{02}, T_{01}) \cdot \sum \frac{H_i}{H_N} \quad (37)$$

Siendo

- H_i : Altura del conductor de la fase i (m).
- H_N : Altura libre poste – 0,2 m.
- T_{01} : Componente horizontal de la tensión en el conductor, correspondiente al vano regulador del cantón anterior (daN). Evaluada con viento máximo y 20°C.
- T_{02} : Componente horizontal de la tensión en el conductor, correspondiente al vano regulador del cantón posterior (daN). Evaluada con viento máximo y 20°C.

Para esfuerzos sobre apoyo por esfuerzo longitudinal por rotura de conductores, se debe evaluar para apoyos de tipo ANC Y FL para la condición de la hipótesis anormal. Para este caso se empleó la siguiente fórmula:

$$M_T = t \cdot \max(T_{02}, T_{01}) \quad (38)$$

Siendo:

- M_T : Momento torsor (daN.m) t : Distancia del punto de aplicación más desfavorable de $\max(T_{02}, T_{01})$ al eje del poste (m).
- T_{01} : Componente horizontal de la tensión en el conductor, correspondiente al vano regulador del cantón anterior (daN). Evaluada con viento reducido y 28°C.
- T_{02} : Componente horizontal de la tensión en el conductor, correspondiente al vano regulador del cantón posterior (daN). Evaluada con viento reducido y 28°C.

Para calcular los esfuerzos sobre apoyo por efectos del viento sobre postes, se emplea la siguiente ecuación:

$$F_{TVP} = q_0 \cdot C_{xp} \cdot G_T \cdot S_{xp} \quad (39)$$

Siendo:

- F_{TVP} : Fuerza transversal por viento sobre el poste (daN).
- q_0 : Presión dinámica de viento para viento máximo (daN/m²).

- C_{xp} : Coeficiente de arrastre para postes.
- G_r : Factor combinado de viento para postes, aisladores y equipos.
- S_{xp} : Área frontal efectiva del poste (m^2).

Con:

$$Q_0 = q_0 \cdot C_{xc} \cdot G_c \cdot G_L$$

$$q_0 = \frac{1}{20} \cdot \tau \cdot \mu \cdot \left(\frac{V_{MÁX}}{3,6 \cdot 1,37} \right)^2 \quad (40)$$

Dónde:

- Q_0 : Sobrecarga por viento en el conductor (daN/m^2).
- q_0 : Presión dinámica del viento debida a V_{max} (daN/m^2).
- C_{xc} : Coeficiente de arrastre para conductores, igual a 1.
- G_c : Factor combinado de viento que depende de la altura de instalación promedio de los conductores y de la rugosidad del terreno.
- G_L : Factor de vano que tiene en cuenta la variación del viento, horizontalmente con el frente normal a la dirección de flujo.
- μ : Densidad del aire, igual a $1,225 \text{ daN/m}^3$.
- T : Factor de corrección de la densidad del aire, depende de la altitud sobre el nivel del mar y de la temperatura ambiente a la que coincide el viento.
- $V_{MÁX}$: Velocidad de viento máximo (km/h).

Para calcular los esfuerzos de apoyo por efectos de la fuerza del viento sobre equipos, se debe emplear la siguiente formula:

$$F_{TVE} = q_0 \cdot C_{xE} \cdot G_T \cdot S_{xE}$$

(41)

Siendo:

- F_{TVE} : Fuerza transversal por viento sobre el equipo (daN).
- q_0 : Presión dinámica de viento (daN/m²).
- C_{xE} : Coeficiente de arrastre para equipos.
- G_T : Factor combinado de viento para postes, aisladores y equipos.
- S_{xE} : Área frontal efectiva del equipo (m²).

Para calcular los esfuerzos de apoyos por efectos de esfuerzos horizontales de excentricidad del propio peso del transformador, se empleó la siguiente formula:

$$F_{TEE} = F_{LEE} = L_E \cdot P_E \cdot \frac{1}{h_N}$$

(42)

Siendo:

- F_{TEE} : Esfuerzo transversal equivalente por excentricidad del peso propio del CT (daN).
- F_{LEE} : Esfuerzo longitudinal equivalente por excentricidad del peso propio del CT (daN).
- P_E : Peso propio del CT (daN).
- L_E : Distancia horizontal del centro de gravedad del equipo al eje del poste (m).
- H_N : Altura dónde está referido el esfuerzo nominal del poste (Altura libre menos 0,2 m).

Finalmente, debe mencionarse que, al contemplar la instalación de las protecciones, el equipo de medida y la derivación de media tensión en un poste existente; y al determinar que estos equipos no afectan el coeficiente de seguridad del poste. no es necesario el cálculo de retenidas, ni cimentaciones.

Referente al inciso (n), el RETIE (2013) en aras de reafirmar o hacer hincapié en lo que se describe ampliamente en la norma, dedica el artículo 20. 6 del capítulo 3, y define los tipos de canalizaciones que se contemplan en la norma, las ordena, y establece la sección en la que se encuentran los por menores de tal canalización en la norma (NTC 2050). Sin embargo, se encuentra en el RETIE, información adicional a la declarada en el código eléctrico colombiano, como requisito de instalación, o entre otros aspectos, diámetros, consideraciones que brindar ampliar el criterio del ingeniero diseñador, a la hora de escoger el tipo de canalización. En ese sentido, a modo de brindar claridad sobre los tipos de canalizados contemplados por ley, estas se presentan a continuación:

- “Tuberías eléctricas plegables no metálicas.” (Reglamento Técnico de Instalaciones Eléctricas [RETIE], 2013.p 100).
- “Tubo Conduit metálico intermedio (tipo IMC).” (Reglamento Técnico de Instalaciones Eléctricas [RETIE], 2013.p 100).
- “Tubo Conduit metálico rígido (tipo RMC).” (Reglamento Técnico de Instalaciones Eléctricas [RETIE], 2013.p 100).
- “Tubo Conduit Rígido no metálico.” (Reglamento Técnico de Instalaciones Eléctricas [RETIE], 2013.p 100).
- “Tubo eléctrico metálico de pared delgada (tipo EMT).” (Reglamento Técnico de Instalaciones Eléctricas [RETIE], 2013.p 100).

- “Tubo eléctrico metálico flexible de pared delgada.” (Reglamento Técnico de Instalaciones Eléctricas [RETIE], 2013.p 100).
- “Tubo Conduit metálico flexible.” (Reglamento Técnico de Instalaciones Eléctricas [RETIE], 2013.p 100).
- “Tubo Conduit metálico y no metálico flexible, herméticos a los líquidos. Canalizaciones superficiales metálicas y no metálicas (conduletas).” (Reglamento Técnico de Instalaciones Eléctricas [RETIE], 2013.p 100).
- “Canalizaciones bajo piso.” (Reglamento Técnico de Instalaciones Eléctricas [RETIE], 2013.p 100).
- “Canalizaciones en pisos metálicos celulares.” (Reglamento Técnico de Instalaciones Eléctricas [RETIE], 2013.p 100).
- “Canalizaciones para piso celulares de concreto.” (Reglamento Técnico de Instalaciones Eléctricas [RETIE], 2013.p 100).
- “Canaletas metálicas y no metálicas (*metal wireways* – and *nonmetallic wireways*).” (Reglamento Técnico de Instalaciones Eléctricas [RETIE], 2013.p 100).
- “Bus de barras o canalizaciones con barras o electroditos.” (Reglamento Técnico de Instalaciones Eléctricas [RETIE], 2013.p 100).
- “Bus de cables o canalización pre-alambrada.” (Reglamento Técnico de Instalaciones Eléctricas [RETIE], 2013.p 100).
- “Canaletas auxiliares”. (Reglamento Técnico de Instalaciones Eléctricas [RETIE], 2013.p 100).

Cabe mencionar que referente al ítem (o), el RETIE (2013) en el inciso 10.7, establece que para instalaciones eléctricas **mayores a 15 KVA** de carga instalable, se debe proceder a realizar un estudio del conductor más económico tanto en acometida como en alimentadores, considerando el valor de las pérdidas de energía en su vida útil, teniendo en cuenta las cargas estimadas, los tiempos de ocurrencia, las pérdidas adicionales por armónicos, y los costos de energía proyectando el valor actual claro al establecer que “...*en instalaciones de uso general, estas deben cumplir* en la vida útil de la instalación. Sin embargo, de forma global, el RETIE es *con los requisitos de pérdidas técnicas determinadas por la CREG o la reglamentación técnica aplicable sobre uso eficiente de energía eléctrica...*” (Reglamento Técnico de Instalaciones Eléctricas [RETIE], 2013. p. 56).

En ese sentido, al realizar la correspondiente revisión de las formulas y soporte matemático usado en la metodología para calcular las pérdidas energéticas, se tiene que:

$$DP = I_n^2 \cdot (longitud) \cdot R \quad (43)$$

Siendo:

- ΔP : Variación de potencia.
- I_n : corriente nominal en amperios.
- R : Resistencia del conductor en (Ω/km).
- Longitud: Longitud del conductor en Km.

Una vez obtenida la variación de potencia, se procede a calcular el porcentaje de pérdida parcial.

$$\%Perdidas = \frac{DP}{P} \quad (44)$$

Siendo:

- ΔP : Variación de potencia.
- P: potencia instalada de cada unidad de vivienda en (kVA).

Finalmente, se deben calcular las pérdidas de este tipo para cada tramo de la instalación eléctrica, desde la acometida general de M.T. hasta las acometidas parciales que llegan a cada tablero eléctrico o equipo de gran potencia.

Por último, lo referente a las distancias de seguridad, el cual corresponde al ítem (u) el RETIE (2013) dedica todo su artículo 13, a explicar el porqué de incluir o tener por lo menos en cuenta el asunto de las distancias de seguridad, debido a la premisa que siempre será prudente guardar una distancia respecto a las partes energizadas. Se presenta en la tabla 13.1, *“las distancias mínimas de seguridad que deben guardar las partes energizadas respecto de las construcciones”* (Reglamento Técnico de Instalaciones Eléctricas [RETIE], 2013, p. 58). Así mismo, existen diversas situaciones y/o lugares, que ameritan que sean tenidos en cuenta. Por ello se presenta en el RETIE (2013) la tabla 13.2 distancias mínimas de seguridad para diferentes lugares y situaciones, para líneas de transmisión o redes de distribución, la altura de los conductores respecto del piso o de la vida. Se presentan además en las tablas 13.4 y 13.5, las distancias mínimas de seguridad entre conductores en la misma estructura.

Finalmente, el RETIE (2013) establece que para *“los conductores sobre apoyos fijos, deben tener distancias horizontales y verticales entre cada uno, no menores a los valores requeridos en las tablas 13.4 y 13.5”* (p.139). Así mismo, cuando se tiene conductores de diferentes circuitos, la tensión considerada debe ser la de fase a tierra del circuito de más alta tensión o la diferencia fasorial entre los conductores considerados.

2.2 Revisión de la literatura de la norma técnica colombiana (NTC-2050) y de diversas normas técnicas colombianas según aplique

Así mismo, al revisar el capítulo 2 de la Norma técnica colombiana (NTC 2050), en todas sus secciones, y en general los cuatro primeros capítulos de esta, podemos encontrar diversas referencias y guías que le permiten al diseñador poder aplicar correctamente lo que la norma exige. A groso modo, en este capítulo se encuentran las secciones que van desde la sección 200 hasta la 280. Aquí se definen, y se establecen las pautas generales para el cálculo, la ubicación dentro de la instalación eléctrica y toda aquella consideración especial que recaiga sobre los alimentadores, circuitos ramales, circuitos ramales de uso general, cálculo de capacidad de los transformadores, protecciones de las instalaciones eléctricas, descargadores de sobretensiones, y sistemas de puesta a tierra propios de un arreglo eléctrico. Asimismo, se incluyen conceptos, y fórmulas extraídos de otras normas técnicas colombianas.

Partiendo del inciso (a), el código eléctrico colombiano (1998) sugiere según lo expuesto en sus secciones 220-3 y 220-4 del capítulo 2 que los circuitos ramales que soportan eléctricamente a la carga iniciales y futuras pueden ser:

Circuitos de alumbrado general: Corresponde a las bombillas y tomacorrientes de uso general de 20 A nominales o menos.

- Circuitos para aparatos específicos. (Motores, alumbrados empotrados, avisos, etc.):
- Circuitos de 20 A para pequeños artefactos.
- Circuitos de 20 A para lavado y planchado.

Seguidamente, según la tabla 220-11 de la NTC 2050 (1998), el factor de demanda que se aplica para tales características es el de unidades de vivienda. Por tanto, la carga demanda se obtiene de la siguiente manera:

Tabla 2.4. Factores de demanda residenciales

Tabla 4

Factores de demandas residenciales aplicados para la elaboración de la instalación en el proyecto Edificio Santana

Descripción	Va	Factor de demanda %	Va
Primeros 3000		100%	
De 3001 a 120000		35%	
A partir de 120000		25%	
Reserva		50%	
A.A		100%	
Tablero áreas comunes		100%	

Nota: Factores utilizados para el cálculo de demanda máxima de las acometidas residenciales para tableros Adaptado de "Código Eléctrico Colombiano [NTC] 2050". Por Instituto Colombiano de Normas Técnicas y Certificación, ICONTEC (1998), Tabla 220-11, p. 56.

Así mismo, para el cálculo de la capacidad en voltaje de la luminaria, debe usarse la tabla 220-3 – b de la norma NTC 2050. La NTC -2050 (1998) indica para estos casos que, dadas las características de este proyecto, que la carga mínima del alumbrado por metro cuadrado no debe ser menor a 32 V/m^2 . De ahí que con este valor podemos obtener.

Por otro lado, es menester definir la tensión exacta con la que se va trabajar y definir el tipo de tablero que se va a utilizar (Monofásico bifilar, monofásico trifilar y trifásico tetrafilar.), de acuerdo con la sección 220-2 del capítulo 2.

Ahora bien, según NTC 2050 (1998) en el artículo 220-3-a) cómo se puede apreciar en la tabla 2.1. Con esos factores de demanda, se obtiene la corriente demandada, la cual se ha aplicado un factor de demanda por carga continua. Esta corriente finalmente permite obtener el cálculo de los conductores de fase, neutro y tierra, así como definir el tipo y el diámetro de la protección a usar. Esto es:

$$I_{ajust} = I_{de} \cdot 1.25 \quad (45)$$

Siendo:

- I_{ajust} : La corriente ajustada por uso continuo.
- I_{de} : La corriente demanda obtenida luego de aplicarse el factor de demanda pertinente para el tipo de instalación.

Para el inciso **(b)**, se tiene la norma técnica colombiana NTC 3328, la cual es una adaptación de las normas internacional IEC60071-1 e IEC60071-2. De acuerdo a esta norma NTC 3328 (1998), una vez conocida la tensión nominal de operación se debe multiplicar este valor por 1.1 para obtener la tensión máxima del sistema. Una vez definida esta tensión, se deben seleccionar los valores para las constantes KI y Km. Los valores típicos para el KI son entre 1.2 y 1,4. Sin embargo típicamente se toma como 1,25. Esta constante corresponde al factor de seguridad que nos permite relacionar NPR Y EL BIL. (IEC 60071-1, 1996; IEC 60071-2, 1996).

Por parte, para obtener el valor de tensión del descargador de sobretensión, debe usarse la siguiente ecuación:

$$V_{descargador} = \frac{V_{m\acute{a}x}}{\sqrt{3} \times KI} \quad (46)$$

Para el factor de seguridad que relacione a la constante BSL Y el BIL, debe escogerse primero si para el aceite o para el aire. En caso de ser aceite 0.83, y para el aire 0.75. Cabe aclarar que estas son constantes adimensionales.

Una vez se cuente con la tensión del descargador y un catálogo tomado como referencia, se escogen los valores de las variables NPR y NPM. Para la variable NPR, este valor es seleccionado a 10kA, mientras que para NPM, este valor es seleccionado a 1kA.

Por lo tanto, se obtiene el BIL mínimo al realizar la siguiente multiplicación:

$$BIL_{\text{mínimo}} = NPR \times KI \quad (47)$$

Para obtener el valor de la constante Kb, se debe emplear la siguiente fórmula:

$$K_b = \frac{NPM}{BSL} \quad (48)$$

Finalmente, para seleccionar el BIL normalizado, se toma un valor que sea inmediatamente superior al valor obtenido del BIL_{mínimo}, y adicionalmente, se debe verificar que el Kb asociado a ese valor, sea superior a la constante Km establecida previamente.

Para el inciso (c), dependiendo del tipo de tensión se hace un estudio o análisis de corto circuito, en el cual se analiza mediante un software, fallas en los diferentes nodos o puntos de componen al sistema eléctrico. Para ello se realizan en cada uno de los nodos el cálculo de la corriente de falla, simulando los diferentes tipos de corto circuito, tales como monofásico a tierra, bifásico, bifásico a tierra y trifásico. El código, establece libertad en el proceso de lograr tales cálculos, que permitirán más adelante definir la coordinación de protecciones.

Para calcular la corriente de corto circuito en bornes del secundario del transformador la NTC 2050, emplea la siguiente formula:

$$I_{cc} = \frac{I_n}{Z_{cc}} \quad (49)$$

Siendo:

- I_{cc} : Corriente de corto circuito vista en el secundario.
- I_n : Corriente nominal del trafo.
- Z_{cc} : Impedancia de cortocircuito en porcentaje del secundario del trafo.

Las corrientes simétricas y asimétricas de la subcentral, deberán ser solicitadas al departamento de protecciones del operador de red respectivo, así como la curva correspondiente a la coordinación de protecciones de dicha subcentral.

Las corrientes simétricas serán utilizadas en el estudio de coordinación de protecciones, y las corrientes asimétricas servirán para el diseño del sistema de puesta a tierra SPT.

Sin embargo, para calcular estas, deben emplearse las siguientes ecuaciones:

Corriente trifásica simétrica:

$$I_{3fS} = \frac{V_{alta-trafo}}{\sqrt{3} \times Z_{cc}} \quad (50)$$

Corriente trifásica asimétrica:

$$I_{3fA} = I_{3fS} \times 1.25 \quad (51)$$

Corriente monofásica simétrica:

$$I_{1fS} = \frac{V_{alta-trafo}}{\sqrt{3} \times (Z_{cc} + Z_{red-1f})} \quad (52)$$

Corriente monofásica asimétrica:

$$I_{1fA} = I_{1fS} \times 1.25 \quad (53)$$

Siendo:

- Z_{cc} : La impedancia total.
- V_{alta} : El voltaje de alta del transformador.
- Z_{red-1} : Impedancia del punto de conexión monofásico.

Para el inciso **(d)**, los sistemas de apantallamiento y puesta a tierra deben garantizar la protección de las personas y las edificaciones que puedan quedar expuestas a los efectos de una eventual descarga eléctrica atmosférica, por esta razón la NTC 2050, emplea una serie de normas internacionales que de acuerdo con una metodología solventa el asunto concerniente a los sistemas de apantallamiento. Partiendo de, la IEC 62305 “*Protection against lightning*”, la NFPA 780 “*Standard for the installation of lightning protection system*” y la ANSI/IEEE 80 “*Guide for safety in A.C substation grounding*” que plantean metodologías para el diseño seguro de estos sistemas.

Así mismo en la NTC 4552 -2 (2008) se presentan las ecuaciones que deben seguirse según el método electrogeométrico propuesto en esta norma técnica colombiana. En primera instancia, para evaluar el número anual (N) de eventos peligrosos, debe tenerse muy claro que este valor depende de la actividad atmosférica de la región dónde está localizado el objeto y de sus características físicas. Por ende, para calcular matemáticamente este número, se debe emplear la siguiente ecuación:

$$DDT = 0,0017 * Nc^{1.56} \quad (54)$$

Siendo:

- N_C = Número de días tormentosos al año.

De lo anterior, puede ser evaluado analíticamente el promedio anual de descargas sobre la estructura (N_d) mediante la siguiente expresión:

$$N_D = DDT * A_d * C_d * 10^{-6} \quad (55)$$

Siendo:

- DDT = Densidad de rayos a tierra (rayos/km²-año).
- A_d = Área efectiva de la estructura aislada (m²).
- C_d = Factor que toma en cuenta la influencia de la localización relativa del objeto.

Para el factor (C_d), debe emplearse la siguiente tabla para su escogencia:

Tabla 2.5. Factor de localización C_d

Tabla 5

Factor de localización C_d que tiene en cuenta la influencia de la localización relativa del objeto

Localización relativa	C_d
Objeto rodeado de objetos o árboles más altos	0,25
Objeto rodeado de objetos o árboles de igual altura o menor	0,5
Objeto aislado: sin objetos en la vecindad	1
Objeto aislado: en la cima de una colina o elevación	2

Nota: Valor del coeficiente C_d de acuerdo con la situación localización relativa del objeto Adaptado de “Norma Técnica Colombiana [NTC] 4552-2”, por Instituto Colombiano de Normas Técnicas y Certificación, ICONTEC (2008), Tabla 10, p. 26.

Para definir el Área efectiva, se debe realizar partiendo de la premisa que esta constante, está definida por la intersección entre la superficie del terreno y una línea recta con pendiente 1/3 de inclinación, la cual pasa arriba de las partes de la estructura (tocándola allí) y rotando alrededor de esta. De ahí que, para una estructura aislada rectangular con longitud L, ancho W y altura H, sobre un terreno plano, el área efectiva es igual a:

$$A_d = LW + 6H(L + W) + 9\pi(H)^2 \quad (56)$$

Asimismo, para evaluar el número promedio anual de descargas cercanas a la estructura (N_m), se empleó la siguiente ecuación:

$$N_M = DDT * (A_m - A_{db} * C_{db}) * 10^{-6} \quad (57)$$

Siendo:

- DDT = Densidad de descargas a tierra (rayos/km²-año).
- A_m = Área de influencia de la estructura (m²).
- A_{db} = Área efectiva de la estructura (m²).
- C_{db} = Factor que toma en cuenta la influencia de la localización.

Por su parte, el área de influencia de la estructura A_m está definida entre la frontera de la estructura y una línea localizada a 250 metros del perímetro de la estructura.

Sin embargo, al evaluar la ecuación (57) y de resultar un valor menor que cero, entonces se asume la evaluación de N_M como cero.

Asimismo, para hallar matemáticamente el número promedio anual de descargas directas sobre las acometidas aéreas, bien sean líneas aéreas o líneas enterradas, se empleó la siguiente fórmula:

$$N_L = DDT * A_l * C_d * C_t * 10^{-6} \quad (58)$$

Siendo:

- DDT: Densidad de descargas a tierra (rayos/km²-año).
- A_l: Área efectiva de descargas al servicio (m²).
- C_d: Factor de localización del servicio.
- C_t: Factor de corrección por la presencia de transformadores AT/BT localizado entre el punto de choque y la estructura. Este factor aplica para secciones de líneas aguas arriba del transformador respecto a la estructura.

Ahora bien, dependiendo de la naturaleza de la línea, es decir, si es una línea aérea o subterránea, así debe escogerse el parámetro A_l y A_i. Para tales fines, se emplea la tabla 2.6.

Tabla 2.6. Resumen de las áreas efectivas A_l y A_i

Tabla 6

Áreas efectivas A_l y A_i dependiendo de las características del servicio

	Aérea	Subterránea
A_l	$(L_c - 3(H_a + H_b)) / 6 H_c$	$(L_c - 3(H_a + H_b)) / \sqrt{\rho}$
A_i	$1\,000 L_c$	$25 L_c \sqrt{\rho}$

Nota: Coeficiente de área efectiva A_l y A_i dependiendo de si el tipo de servicio es aéreo o subterráneo. Adaptado de “Norma Técnica Colombiana [NTC] 4552-2”, por Instituto Colombiano de Normas Técnicas y Certificación, ICONTEC (2008), Tabla 12, p. 30.

En dónde:

- A_i: Área efectiva de descargas sobre la acometida de servicio (m²).

- A_i : Área efectiva de descargas próximas a la acometida de servicio (m^2).
- H_c : Altura (m) sobre la tierra de los conductores del servicio (m).
- L_c : Longitud de la sección de la acometida de servicio, de la estructura al primer nodo (m). un valor máximo valor.
- L_c : 1 000 m puede asumirse.
- H_a Altura de la estructura de dónde proviene la acometida de servicio (m).
- H_b Altura del punto de la estructura por dónde ingresa la acometida de servicio (m).
- ρ : Resistividad del terreno dónde la acometida es enterrada ($\Omega.m$). El máximo valor que se puede asumir es 500 $\Omega.m$.

Sin embargo, fue necesario considerar el efecto que posiblemente llegue a impactar en la estructura a ser protegida. Por ende, se halló analíticamente el número promedio anual de descargas cercanas a las acometidas de servicio (N_I). En este caso, no importa si la línea es aérea, subterránea, apantallada, sin apantallamiento, etc.), el valor de N_I puede ser evaluado por:

$$N_I = DDT * A_i * C_e * C_t * 10^{-6} \quad (59)$$

En dónde:

- DDT: Densidad de descargas a tierra (rayos/ $km^2/año$).
- A_i : Área efectiva de descargas cercanas al servicio (m^2). Para le escogencia de este factor, véase la tabla 2.6.
- C_e : Factor ambiental. Para seleccionar este factor, véase la tabla 2.7.

- C_t : Factor de corrección por la presencia de transformadores de AT/BT localizado entre el punto de choque y la estructura. Para la selección de este factor, véase la tabla 2.8. Este factor aplica para secciones de línea aguas arriba del transformador respecto a la estructura.

Tabla 2.7. Factor ambiental C_e

Tabla 7

Factor ambiental C_e dependiendo del tipo de área

Ambiente	C_e
Urbano con edificaciones altas ¹⁾	0
Urbano ²⁾	0,1
Suburbano ³⁾	0,5
Rural	1
¹⁾ Edificaciones de más de 20 m de altura ²⁾ Edificaciones entre 10 m y 20 m de altura ³⁾ Edificaciones menores a 10 m de altura	

Nota: Coeficiente de factor ambiental C_e que varía dependiendo del tipo de ambiente, ya sea urbano, suburbano o rural. Adaptado de “Norma Técnica Colombiana [NTC] 4552-2”, por Instituto Colombiano de Normas Técnicas y Certificación, ICONTEC (2008), Tabla 13, p. 31.

Tabla 2.8. Factor de corrección por presencia de transformador C_t

Tabla 8

Factor de corrección C_t dependiendo del tipo de transformador

Tipo de transformador	C_t
Transformador con devanado primario y secundario desacoplados eléctricamente	0,2
Auto transformador	1
Sin transformador	1

Nota: Factor de corrección C_t por presencia de transformador teniendo en cuenta su tipo. Adaptado de “Norma Técnica Colombiana [NTC] 4552-2”, por Instituto Colombiano de Normas Técnicas y Certificación, ICONTEC (2008), Tabla 11, p. 29.

En aras de evaluar los riesgos, debe entenderse que debido al impacto negativo que una descarga atmosférica no controlada puede ocasionar en una edificación, los aparatos usados dentro de esta, y a las personas que frecuentan en ese determinado lugar del impacto atmosférico, deben evaluarse el promedio de pérdidas anuales para aquellos tipos de pérdidas asociadas a la estructura y a las acometidas de servicio.

Existen ciertos tipos de pérdidas, asociadas con la manera en cómo impactan a la estructura o a las acometidas de servicio. Asimismo, debe tenerse presente que cada uno de estos riesgos está constituido por la suma de varias componentes tal cómo se presenta en la tabla (9). En ese sentido, los componentes de riesgo pueden ser agrupados de acuerdo al tipo de riesgo y tipo de daño. Para tales fines, debe emplearse la tabla (9) para poder obtener las diferentes componentes de riesgos, en función de tipo de riesgo como tal.

Para el caso del proyecto de diseño de la instalación eléctrica del edificio Santana, se llevó a cabo un análisis para cada tipo de pérdidas en la estructura de este mismo. No fue necesario llevar a cabo un análisis del tipo de pérdida en acometidas de servicios, debido a que en la nota 3 de la tabla (9) se establece que las acometidas de servicios a tener en cuenta en un estudio de pérdidas por descargas atmosféricas de en una estructura, son únicamente las que entran a esta estructura. Tal consideración encierra precisamente hasta dónde se pretende evaluar el impacto por descargas atmosféricas y rayos en la estructura del edificio Santana.

Tabla 2.9. Componente de riesgo para cada tipo de pérdida en una estructura

Tabla 9

Los riesgos están constituidos por la suma de varias componentes, que pueden ser agrupados de acuerdo al tipo de riesgo y tipo de daño

Fuente de daño	Descargas sobre la estructura S1			Descargas cercanas a la estructura S2	Descargas sobre las acometidas de servicios S3			Descargas cercanas a las acometidas de servicios S4
	R_A^3	R_B	R_C^4		R_U^5	R_V^5	$R_W^{4,5}$	
Componente de riesgo	R_A^3	R_B	R_C^4	R_M^4	R_U^5	R_V^5	$R_W^{4,5}$	$R_Z^{4,5}$
Riesgo para cada tipo de pérdida								
R_1	X	X	X^1	X^1	X	X	X^1	X^1
R_2		X	X	X		X	X	X
R_3		X				X		
R_4	X^2	X	X	X	X^2	X	X	X
<p>¹ Únicamente para estructuras con riesgo de explosión, y para hospitales u otras estructuras en donde la falla de sistemas internos ponga en peligro la vida humana</p> <p>² Únicamente para propiedades en donde pueda haber pérdida de animales</p> <p>³ Únicamente se calcula para exteriores</p> <p>⁴ Únicamente se calcula si existe equipo sensible</p> <p>⁵ Se debe calcular para cada tipo de acometida de servicios (alimentación eléctrica y telecomunicaciones)</p> <p>R_A: Componente relacionada con las lesiones a seres vivos causados por tensiones de paso y contacto en las zonas con un radio de cobertura de 3 m fuera de la estructura.</p> <p>NOTA 1 La componente de riesgo causado por tensiones de paso dentro de la estructura debido a descargas sobre la misma, no se considera en esta norma.</p> <p>NOTA 2 En estructuras especiales, las personas pueden estar en peligro por descargas directas sobre las estructuras (por ejemplo en el último nivel de estacionamiento de garaje o estadios). Estos casos también pueden ser considerados usando los principios de esta norma.</p> <p>R_B: Componente relacionada con los daños físicos causados por chispas peligrosas dentro de las estructura causando fuego o explosión.</p> <p>R_C: Componente relacionada con la falla de sistemas internos causado por IER (Impulsos Electromagnéticos del Rayo).</p> <p>R_M: Componente relacionada con la falla de sistemas internos causados por IER.</p> <p>R_U: Componente relacionada con las lesiones en seres vivos causado por tensiones de contacto dentro de la estructura, debido a corrientes de rayo que fluyen por una línea entrante a la estructura.</p> <p>R_V: Componente relacionada con los daños físicos (fuego o explosión por chispas entre las instalaciones externas y partes metálicas generalmente al punto de entrada de la línea a la estructura) debido a corrientes de rayo transmitida a través de la acometida de servicios.</p> <p>R_W: Componente relacionada a fallas de sistemas internos causados por sobretensiones inducidas sobre las acometidas y transmitida a la estructura.</p> <p>R_Z: Componente relacionada a fallas de sistemas internos causados por sobretensiones inducidas sobre las líneas de acometida y transmitida a la estructura.</p> <p>NOTA 3 Las acometidas de servicios a tener en cuenta en esta valoración son únicamente las que entran en la estructura. Descargas próximas a tubos metálicos no son consideradas como fuentes de daño siempre y cuando dichos tubos estén equipotencializados a la barra equipotencial. Si la unión equipotencial no es provista esta amenaza debe ser considerada.</p>								

Nota: Clasificación del riesgo por su tipo de pérdida y tipo de lugar de descarga. Adaptado de “Norma Técnica Colombiana [NTC] 4552-2”, por Instituto Colombiano de Normas Técnicas y Certificación, ICONTEC (2008), Tabla 2, p. 12.

Por ende, cada tipo de riesgo a ser considerado se aplica el siguiente procedimiento:

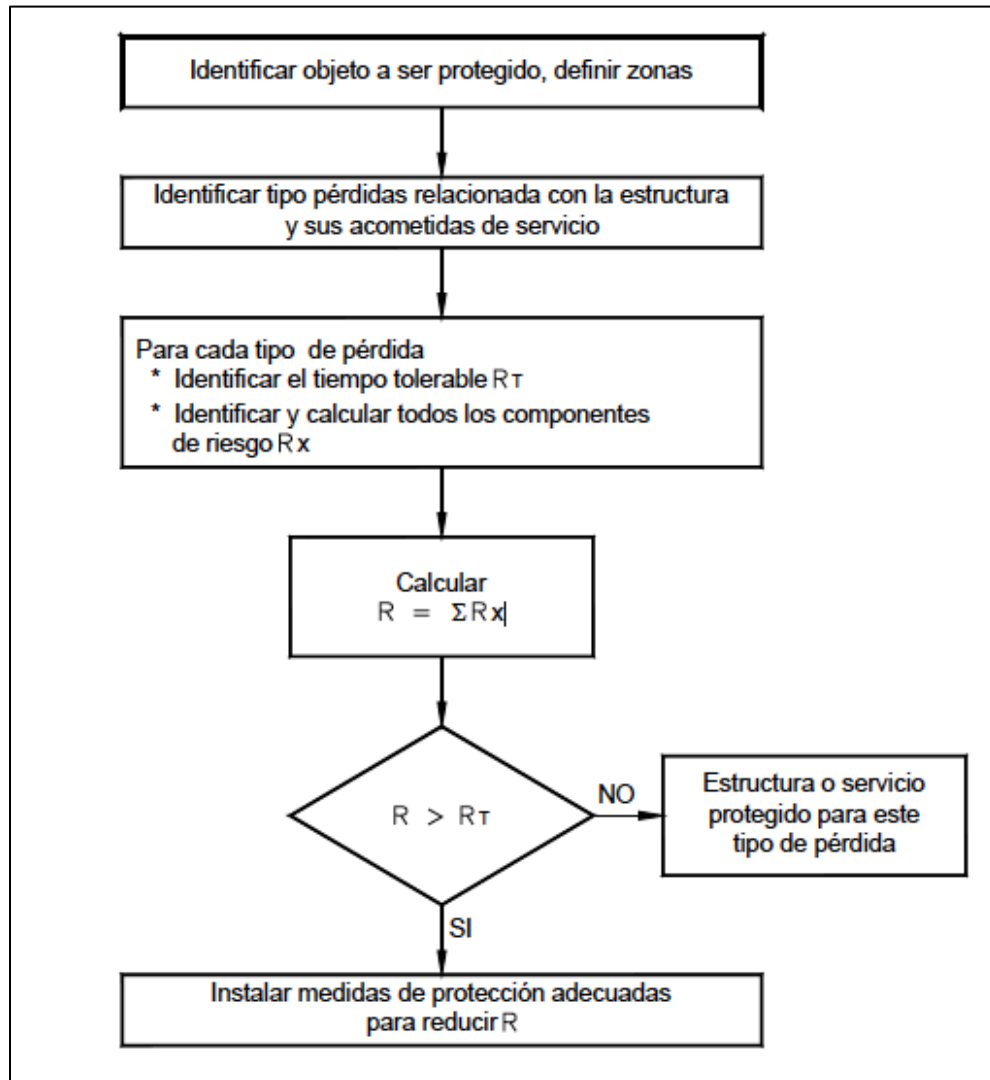


Figura 2.4. Flujograma para la decisión de las acciones de protección a instalarse. Por J. H. Garnica, 2017.

Al seguir este procedimiento, se pudieron establecer el conjunto de medidas de protección a implementarse en el proyecto, tendientes a proteger el edificio SANTANA y su instalación eléctrica. Cómo puede observarse en la figura anterior, debe realizarse la comparación del valor de la componente de riesgo con el valor tolerable para ese tipo de riesgo.

Tales valores pueden observarse en la siguiente tabla:

Tabla 2.10. Valores tolerables para cada uno de los tipos de pérdidas

Tabla 10

Valores representativos de riesgo tolerable R_T donde descargas eléctricas atmosféricas involucran pérdida de vida humana y pérdidas de valores sociales y culturales

Tipo de pérdida	$R_T (y^{-1})$
Pérdida de vidas o lesiones permanentes	10^{-5}
Pérdida de servicio público	10^{-3}
Pérdida de patrimonio Cultural	10^{-3}

Nota: Coeficiente de riesgo tolerable R_T que depende del tipo de pérdida, ya sea de vidas, servicios públicos o de patrimonio cultural. Adaptado de “Norma Técnica Colombiana [NTC] 4552-2”, por Instituto Colombiano de Normas Técnicas y Certificación, ICONTEC (2008), Tabla 7, p. 16.

Note que este valor es el mismo empleado para tomar las decisiones en el flujograma de la figura 2.4.

Al aplicar la metodología expuesta, deben dejarse claro las diferentes componentes de riesgo a evaluarse, por cada uno de los tipos de pérdidas asociadas tanto a estructuras como a líneas, emplean una fórmula cuya estructura en sí es la misma. Sin embargo, dependiendo de lo que acarrea cada una de estas componentes de riesgo que se quieran evaluar, cambia la forma en la que se obtiene alguna de las variables involucradas. Esta fórmula es:

$$R_X = N_X P_X L_X \quad (60)$$

En dónde:

- N_X : Número de eventos peligrosos.
- P_X : Probabilidad de daño.
- L_X : Pérdida consecuente.

A continuación, se presenta, un resumen de las fórmulas empleadas por cada componente de riesgo, según el tipo de daño que correspondan (excluyendo las pérdidas económicas) y por tipo de perdidas asociadas (tipo de perdidas asociadas a las estructuras o acometidas de servicio).

Tabla 2.11. Componentes de riesgo en estructuras

Tabla 11

Resumen de cálculos de los componentes de riesgo para estructura

Daño	Descargas sobre la Estructura S1	Descargas cercanas a la estructura S2	Descargas sobre las acometidas de servicios S3 ⁽¹⁾	Descargas cercanas a las acometidas de servicios S4 ⁽¹⁾
D1	$R_A = N_D * P_A * L_A$		$R_U = (N_L + N_{Da}) * P_U * L_U$	
D2	$R_B = N_D * P_B * L_B$		$R_V = (N_L + N_{Da}) * P_V * L_V$	
D3	$R_C = N_D * P_C * L_C$	$R_M = N_M * P_M * L_M$	$R_W = (N_L + N_{Da}) * P_W * L_W$	$R_Z = (N_I - N_L) * P_Z * L_Z$
¹⁾ Si la línea tiene más de una sección (aérea, subterránea, apantallada, sin apantallamiento), el valor de R_U , R_V , R_W y R_Z serán la suma de los valores R_U , R_V , R_W y R_Z pertinentes a cada sección de la línea. En caso de que a la estructura lleguen más líneas conectadas a través de diferentes rutas, el cálculo se debe hacer para cada línea. NOTA 1 Las componentes L_X varían de acuerdo al tipo de riesgo a evaluar (R_1 , R_2 , R_3 , R_4) NOTA 2 Para el cálculo de R_Z si $(N_I - N_L) \leq 0$ entonces $R_Z = 0$				

Nota: Recapitulación de fórmulas para el cálculo de los componentes de riesgo para estructuras, teniendo en cuenta el tipo de daño y tipo de descarga. Adaptado de “Norma Técnica Colombiana [NTC] 4552-2”, por Instituto Colombiano de Normas Técnicas y Certificación, ICONTEC (2008), Tabla 8, p. 22.

A continuación, se exponen las fórmulas necesarias para poder emplear cada una de las ecuaciones expuestas en la tabla anterior, en función del tipo de riesgo y del lugar en dónde recae la descarga (sobre la estructura, cercana a la estructura, sobre las acometidas de servicios, cercano a las acometidas de servicio).

Debe dejarse claro que, la probabilidad de daño (P_X) no varía con respecto al tipo de perdidas (asociadas a la estructura o a la acometida de servicio), ni al tipo de riesgo (Pérdidas de vidas humanas, pérdidas de servicios esenciales, pérdidas de patrimonio cultural, pérdidas económicas), por lo cual, por efectos de simplificación se presentan una sola vez en el desarrollo

de las ecuaciones para el tipo 1 de riesgo, las fórmulas con las que se obtuvieron las probabilidades de daño (P_X). Estos valores sirven para todas las ecuaciones de los diferentes tipos de riesgo, tales como se aprecian en la tabla 11.

Por ende, la probabilidad de daño (P_A), es la misma que se empleó para calcular la componente de riesgo (R_A) del tipo uno de pérdidas asociadas a la estructura (Pérdidas de vidas humanas), que para la componente de riesgo (R_A) del tipo dos de pérdidas asociadas a la estructura (Pérdidas de servicios esenciales).

Asimismo, los diferentes números de eventos peligrosos (N_X) que se requieren en conjunto con las probabilidades de daño (P_X) y las pérdidas (L_X), no varían. Estos valores fueron calculados con las siguientes ecuaciones:

Siendo:

- $N_D: N_D = DDT * A_d * C_d * 10^{-6}$
- $N_L: N_L = DDT * A_l * C_d * C_t * 10^{-6}$
- $N_I: N_I = DDT * A_l * C_e * C_t * 10^{-6}$

Para riesgo tipo 1 (Pérdidas de vidas humanas):

Se comienza la descripción de estas fórmulas por el tipo de riesgo de pérdida humana o tipo 1, abarcando los distintos tipos de pérdida y las distintas componentes de riesgo. Entonces, para la expresión empleada para hallar los riesgos de tensiones de paso y contacto peligrosas dentro y fuera de la estructura causadas por un impacto directo a esta de tipo uno, (R_A), o (R_{A1}) cómo también se le conoce, se emplearon las siguientes variables con el ánimo de poder emplear la fórmula de la tabla 11 correspondiente para calcular R_A :

$$L_A = r_a \times L_t \quad (61)$$

En dónde:

- r_a : Factor reductor de pérdida de vidas por características del suelo o terreno.
- L_t : Pérdidas debido a lesiones por tensiones de paso y contacto fuera de la estructura.

L_t puede hallarse cómo:

$$L_t = (n_p / n_t) \cdot (t_p / 8\,760) \quad (62)$$

Siendo:

- n_p = Número de posibles personas en peligro (víctimas)
- n_t = Número total de personas esperadas en la estructura)
- t_p = Tiempo en horas al año que las personas están presentes en el lugar peligroso.

Y la probabilidad de daño para este caso se calcula de acuerdo con la decisión tomada, y según la siguiente tabla se toma el valor correspondiente a dicha decisión.

Tabla 2.12. Valores para P_A al evaluar pérdidas asociadas a la vida humana

Tabla 12

Valores de probabilidad P_A de lesiones a seres vivos a causa de tensiones de paso o contacto por descargas directas a la estructura

Medida de Protección	P_A
Sin medidas de protección	1
Aislamiento eléctrico de bajantes expuestas. (Ej. al menos 3 mm de polietileno)	10^{-2}
Equipotencialización efectiva del suelo	10^{-2}
Avisos de advertencia	10^{-1}
NOTA Si más de una medida de protección ha sido tomada, el valor de P_A es producto de los valores correspondientes según esta tabla.	

Nota: Probabilidad de pérdida de vidas humanas de acuerdo con la medida de protección utilizada. Adaptado de "Norma Técnica Colombiana [NTC] 4552-2", por Instituto Colombiano de Normas Técnicas y Certificación, ICONTEC (2008), Tabla 14, p. 32.

Por su parte, para hallar, los riesgos de tipo 1 de destrucción debida a incendio, explosión, daños físicos o daños químicos causados por un impacto directo a la estructura, (R_B) o (R_{B1}), se emplearon las siguientes fórmulas para calcular las variables L_X y P_X que permiten finalmente emplear la formula correspondiente a (R_B) en la tabla 11:

$$L_B = r_p \cdot h_z \cdot r_f \cdot L_f \quad (63)$$

Siendo:

- r_p = Factor reductor de pérdida debido a daños físicos el cual depende de medidas de protección tomadas para reducir las consecuencias de incendio.
- r_f = Factor reductor de pérdida debido a daños físicos el cual depende del riesgo de fuego de la estructura.
- h_z = Factor de incremento de pérdida debida a daños físicos por presencia de condiciones especiales peligrosas.

- L_f = Pérdida de vidas humanas por daños físicos.

L_f se puede estimar a través de la siguiente ecuación:

$$L_f = (n_p / n_t) \cdot (t_p / 8\,760) \quad (64)$$

En dónde:

- N_p = Número de posibles personas en peligro (víctimas).
- n_t = Número total de personas esperadas en la estructura).
- t_p = Tiempo en horas al año que las personas están presentes en el lugar peligroso.

Y para determinar la probabilidad de daño (P_B), se halla de acuerdo con la siguiente tabla:

Tabla 2.13. Probabilidad de daño para las componentes de riesgo B

Tabla 13

El valor de la probabilidad de daño a la estructura por descargas directas P_B , es función del nivel de protección (NPR)

Características de la estructura	Nivel de protección contra rayos	P_B
No Protegida	--	1
Estructura protegida	IV	0,2
	III	0,1
	II	0,05
	I	0,02
Estructura con un sistema de captación aéreo de acuerdo al nivel I y donde se usa el armazón de concreto reforzado como el sistema de bajantes.		0,01
Estructura con techo metálico o un sistema de captación aéreo con protección completa de cualquier instalación el techo contra impactos directos de rayo y donde se usa el armazón de concreto reforzado como el sistema de bajantes.		0,001
NOTA Los valores de probabilidad descritos en la tabla son posibles siempre y cuando el sistema de protección contra rayos cumpla con los criterios de NTC 4552.		

Nota: Coeficiente P_B de probabilidad de daño en estructuras teniendo en cuenta su característica y el nivel de protección contra rayos utilizado. Adaptado de “Norma Técnica Colombiana [NTC] 4552-2, por Instituto Colombiano de Normas Técnicas y Certificación, ICONTEC (2008), Tabla 15, p. 32.

Igualmente, para obtener analíticamente, los riesgos de tipo 1 por falla de equipos eléctricos o electrónicos debido a sobretensiones, causadas por un impacto directo a la estructura, (R_C) o (R_{C1}), se emplearon las siguientes fórmulas para calcular las variables L_X y P_X que permiten finalmente emplear la formula correspondiente a (R_C) en la tabla 11:

$$L_C = (n_p / n_t) \cdot (t_p / 8760) \quad (65)$$

En dónde:

- n_p : Número de posibles personas en peligro (víctimas).
- n_t : Número total de personas esperadas en la estructura).
- t_p : Tiempo en horas al año que las personas están presentes en el lugar peligroso.
- Para la probabilidad de daño (P_C), se obtiene ese valor de acuerdo con la siguiente tabla (14), dado que para este caso se cumple que:

$$P_C = P_{SPD}$$

Es decir que, la probabilidad de daño de sistemas internos por impacto directo a la estructura depende del sistema coordinado de protección interno adoptado:

Tabla 2.14. Probabilidad de daño para la componente de riesgo PC

Tabla 14

Probabilidad de daño de sistemas internos por impacto directo a la estructura

Nivel de protección contra rayos	P _{DPS}
Sin sistema coordinado de protección	1
III - IV	0,03
II	0,02
I	0,01
Son posibles valores menores de P _C en el caso en que los dispositivos de protección tengan mejores características de protección (mayor capacidad de corriente soportable, menor nivel de protección, etc.) comparado con requerimientos definidos para el Nivel I de Protección contra Rayos.	0,005 - 0,001
NOTA Solo un sistema coordinado de DPSs es adecuado como medida de reducción de P _C .	
NOTA Sistemas internos apantallados conectados a líneas externas a través de ductos apantallados no requieren de un sistema coordinado de DPSs.	

Nota: Probabilidad de daño de sistemas internos por impacto directo a la estructura depende del sistema coordinado de protección interno adoptado. Adaptado de “Norma Técnica Colombiana [NTC] 4552-2”, por Instituto Colombiano de Normas Técnicas y Certificación, ICONTEC (2008), Tabla 16, p. 33.

Asimismo, para obtener analíticamente, los riesgos de tipo 1 por falla de equipos eléctricos o electrónicos debido a sobretensiones, causadas por un impacto indirecto a la estructura, (R_M) o (R_{M1}), se emplearon las siguientes fórmulas para calcular las variables de pérdidas (L_X) y probabilidad de daño (P_X) que permiten finalmente emplear la formula correspondiente a (R_M) en la tabla 11:

$$L_M = (n_p / n_t) \cdot (t_p / 8\,760) \quad (66)$$

Siendo:

- N_p: Número de posibles personas en peligro (víctimas).
- n_t: Número total de personas esperadas en la estructura).

- t_p : Tiempo en horas al año que las personas están presentes en el lugar peligroso. Se pueden asumir valores medio de LM, para todos los tipos de estructuras cuando la determinación de n_p , n_t y t_p es incierta o difícil de obtener.

La probabilidad de daño para (P_M), se obtiene mediante la siguiente multiplicación:

$$K_{MS} = K_{S1} \times K_{S2} \times K_{S3} \times K_{S4} \quad (67)$$

Siendo:

- $K_{S1} = 0,12 \times W$: Factor de eficacia del apantallamiento de la estructura del sistema de protección externo o de otros escudos en la frontera LPZ0/1.
- $K_{S2} = 0,12 \times W$: Factor de eficacia del apantallamiento interno de la estructura. Frontera LPZ X/Y Y ($X > 0$, $Y > 1$).
- K_{S3} Factor de características del cableado interno. Véase la tabla 2.11.
- $K_{S4} = 1.5/U_w$: Factor de soportabilidad al impulso tipo rayo del sistema a proteger.
- W : Ancho en metros de la cuadrícula del escudo espacial, o el ancho de la malla o los conductores bajantes, o la distancia entre las columnas en sistemas que utilizan la estructura de concreto reforzado como sistema natural de protección contra rayos.
- U_w : Es el menor valor de la tensión soportable al impulso tipo rayo en KV contenido en el sistema a proteger.

En dónde para determinar la constante (K_{S3}), se debe emplear la siguiente tabla:

Tabla 2.15. K_{S3} para determinar la probabilidad de daño de la componente de riesgo M

Tabla 15

Probabilidad de daño de sistemas internos por impactos cercanos a la estructura, depende de las medidas de protección adoptadas.

Tipo de Cableado Interno	K_{S3}
Cables sin pantalla - Sin precaución de evitar lazos en la ruta ¹	1
Cables sin pantalla – Con precaución de evitar grandes lazos en la ruta ²	0,2
Cables sin pantalla – Con precaución de evitar lazos en la ruta ³	0,02
Cable apantallado con resistencia de pantalla ⁴ $5 < R_s \leq 20 \Omega/\text{km}$	0,001
Cable apantallado con resistencia de pantalla ⁴ $1 < R_s \leq 5 \Omega/\text{km}$	0,0002
Cable apantallado con resistencia de pantalla ⁴ $R_s \leq 1 \Omega/\text{km}$	0,0001
¹ Lazo de conductores formado por diferentes rutas a lo largo de edificaciones largas (lazo del orden de 50 m ²) ² Lazo formado por conductores alojados en el mismo ducto con diferentes rutas en edificaciones pequeñas (lazo del orden de 10 m ²) ³ Lazo formado por conductores alojados en el mismo cable (lazo del orden de 0,5 m ²) ⁴ Cable con resistencia de pantalla R_s unida al barraje equipotencial en ambos extremos y equipo conectado al mismo barraje. NOTA para cableado en conduit metálico aterrizado en sus extremos al barraje equipotencial; los valores de K_{S3} deben multiplicarse por 0,1	

Nota: Factor K_{S3} determinante de la probabilidad de daño de la componente de riesgo M teniendo en cuenta el tipo de cableado interno. Adaptado de “Norma Técnica Colombiana [NTC] 4552-2”, por Instituto Colombiano de Normas Técnicas y Certificación, ICONTEC (2008), Tabla 17, p. 34.

Por su parte, para obtener matemáticamente, los riesgos de tipo 1 de tensiones de paso y contacto peligrosas dentro y fuera de la estructura, causadas por un impacto indirecto a las líneas, (R_U) o (R_{U1}), se emplearon las siguientes fórmulas para calcular las variables L_X y P_X que permiten finalmente emplear la formula correspondiente a (R_U):

$$L_U = r_u \times L_t \quad (68)$$

En dónde:

- r_u = Factor reductor de pérdida de vidas humanas por características constructivas del piso.
- L_t = Pérdidas debido a lesiones por tensiones de contacto dentro de la estructura.
- L_t = se puede estimar a través de la siguiente ecuación:

Y la probabilidad de daño (P_U), se calculó teniendo en cuenta las características del apantallamiento del servicio; de la soportabilidad al impulso tipo rayo de los sistemas internos conectados al servicio; de medidas de protección como notas de advertencia, restricciones de acceso y de los DPSs conectados en la entrada de la acometida de servicio.

Asimismo, para obtener analíticamente, los riesgos de tipo 1 de destrucción debido a incendios, explosiones, daños físicos o daños químicos, causadas por un impacto directo a las líneas, (R_V) o (R_{V1}), se emplearon las siguientes fórmulas para calcular las variables de pérdidas (L_X) y probabilidad de daño (P_X) que permiten finalmente emplear la formula correspondiente a (R_V) en la tabla 11:

$$L_V = r_p \cdot h_Z \cdot r_f \cdot L_f \quad (69)$$

En dónde:

- r_p : Factor reductor de pérdida debido a daños físicos el cual depende de medidas de protección tomadas para reducir las consecuencias de incendio.
- h_Z : Factor de incremento de pérdida debida a daños físicos por presencia de condiciones especiales peligrosas.

- r_f : Factor reductor de pérdida debido a daños físicos el cual depende del riesgo de fuego de la estructura.
- L_f : Pérdidas debido a daños físicos.
- L_f se puede estimar a través de la siguiente ecuación:

$$L_f = (n_p / n_t) \cdot (t_p / 8\,760) \quad (70)$$

En dónde:

- n_p = Número de posibles personas en peligro (víctimas).
- n_t = Número total de personas esperadas en la estructura.
- t_p = Tiempo en horas al año que las personas están presentes en el lugar peligroso.

La probabilidad de daños (P_v), se calculó teniendo en cuenta que el valor de esta probabilidad depende de las características del apantallamiento del servicio, de la soportabilidad al impulso tipo rayo de los sistemas y de los DPSs instalados.

Por otro lado, de acuerdo con la ecuación (55) y la ecuación (68), se obtiene el factor ($N_L + N_D$).

Asimismo, para obtener analíticamente, los riesgos de tipo 1 de fallo de equipos eléctricos p electrónicos debido a sobretensiones, causadas por un impacto directo a las líneas, (R_w) o (R_{w1}), se emplearon las siguientes fórmulas para calcular las variables de perdidas (L_x) y probabilidad de daño (P_x) que permiten finalmente emplear la formula correspondiente a (R_w) en la tabla 11.

$$L_w = (n_p / n_t) \cdot (t_p / 8\,760) \quad (71)$$

En dónde:

- n_p : Número de posibles personas en peligro (víctimas).
- n_t : Número total de personas esperadas en la estructura).
- t_p : Tiempo en horas al año que las personas están presentes en el lugar peligroso.

La probabilidad de daños (P_w), se calculó teniendo en cuenta que el valor de esta probabilidad depende de las características del apantallamiento del servicio, de la soportabilidad al impulso tipo rayo de los sistemas y de los DPSs instalados. Finalmente, de acuerdo con la ecuación (55) y la ecuación (58), se obtiene el factor ($N_L + N_D$).

Por su parte, para obtener matemáticamente, los riesgos de tipo 1 por falla de equipos eléctricos o electrónicos debido a sobretensiones, causadas por un impacto indirecto a las líneas, (R_Z) o (R_{Z1}), se emplearon las siguientes fórmulas para calcular las variables de perdidas (L_X) y probabilidad de daño (P_X) que permiten finalmente emplear la formula correspondiente a (R_Z) en la tabla 11:

$$L_Z = (n_p / n_t) \cdot (t_p / 8\,760) \quad (72)$$

En dónde:

- n_p : Número de posibles personas en peligro (víctimas).
- n_t : Número total de personas esperadas en la estructura).
- t_p : Tiempo en horas al año que las personas están presentes en el lugar peligroso.

La probabilidad de daño de las componentes de riesgo (P_Z), se determinó teniendo en cuenta que el valor de esta probabilidad depende de las características del apantallamiento del servicio, de la soportabilidad al impulso tipo rayo de los sistemas y de las medidas adoptadas.

Finalmente, de acuerdo con la ecuación (57) y la ecuación (61), se obtiene el factor $(N_I - N_L)$.

Para Riesgo tipo 2 (Pérdidas de servicios esenciales):

Por su parte, para hallar, el riesgo de tipo 2 de destrucción debida a incendio, explosión, daños físicos o daños químicos causados por un impacto directo a la estructura, (R_B) o (R_{B2}) , se emplearon las siguientes fórmulas para calcular las variables L_X y P_X que permiten finalmente emplear la formula correspondiente a (R_B) en la tabla 11:

$$L_B = r_p * r_f * L_f \quad (73)$$

En dónde:

- r_p = Factor reductor de pérdida debido a daños físicos el cual depende de medidas de protección tomadas para reducir las consecuencias de incendio.
- r_f = Factor reductor de pérdida debido a daños físicos el cual depende del riesgo de fuego de la estructura.
- L_f = Pérdidas debido a daños físicos.
- L_f se puede estimar a través de la siguiente ecuación:

$$L_f = n_p / n_t * t / 8\,760 \quad (74)$$

En dónde:

- n_p : Número promedio de posibles usuarios afectados (usuarios no atendidos).
- n_t : Número total de usuarios.
- t : Período en horas anuales de pérdida del servicio.

Igualmente, para obtener analíticamente, los riesgos de tipo 2 por falla de equipos eléctricos o electrónicos debido a sobretensiones, causadas por un impacto directo a la estructura, (R_C) o (R_{C2}), se emplearon las siguientes fórmulas para calcular las variables L_X y P_X que permiten finalmente emplear la formula correspondiente a (R_C) en la tabla 11:

$$L_C = \frac{n_p}{n_t} * t / 8760 \quad (75)$$

En dónde:

- n_p : Número promedio de posibles usuarios afectados (usuarios no atendidos).
- n_t : Número total de usuarios.
- t : Período en horas anuales de pérdida del servicio.

Asimismo, para obtener analíticamente, los riesgos de tipo 2 de destrucción debido a incendios, explosiones, daños físicos o daños químicos, causadas por un impacto directo a las líneas, (R_V) o (R_{V2}), se emplearon las siguientes fórmulas para calcular las variables de perdidas (L_X) y probabilidad de daño (P_X) que permiten finalmente emplear la formula correspondiente a (R_V) en la tabla 11:

$$L_V = r_p * r_f * L_f \quad (76)$$

En dónde:

- r_p = Factor reductor de pérdida debido a daños físicos el cual depende de medidas de protección tomadas para reducir las consecuencias de incendio.
- r_f = Factor reductor de pérdida debido a daños físicos el cual depende del riesgo de fuego de la estructura

- L_f = Pérdidas debido a daños físicos.

L_f Se puede estimar a través de la siguiente ecuación:

$$L_f = n_p / n_t * t / 8\,760 \quad (77)$$

En dónde:

- n_p : Número promedio de posibles usuarios afectados (usuarios no atendidos).
- n_t : Número total de usuarios.
- t : Período en horas anuales de pérdida del servicio.

Asimismo, para obtener analíticamente, los riesgos de tipo 2 por falla de equipos eléctricos o electrónicos debido a sobretensiones, causadas por un impacto indirecto a la estructura, (R_M) o (R_{M2}), se emplearon las siguientes fórmulas para calcular las variables de perdidas (L_X) y probabilidad de daño (P_X) que permiten finalmente emplear la formula correspondiente a (R_M) en la tabla 11:

$$L_M = n_p / n_t * t / 8760 \quad (78)$$

En dónde:

- n_p : Número promedio de posibles usuarios afectados (usuarios no atendidos).
- n_t : Número total de usuarios;
- t : Período en horas anuales de pérdida del servicio.

Por su parte, para obtener matemáticamente, los riesgos de tipo 2 por falla de equipos eléctricos o electrónicos debido a sobretensiones, causadas por un impacto indirecto a las líneas,

(R_Z) o (R_{Z2}), se emplearon las siguientes fórmulas para calcular las variables de pérdidas (L_X) y probabilidad de daño (P_X) que permiten finalmente emplear la formula correspondiente a (R_M) en la tabla 11:

$$L_Z = \frac{n_p}{n_t} * t / 8760 \quad (79)$$

En dónde:

- n_p : Número promedio de posibles usuarios afectados (usuarios no atendidos).
- n_t : Número total de usuarios.
- t : Período en horas anuales de pérdida del servicio.

Para Riesgo tipo 3 (Pérdidas de patrimonio cultural):

Por su parte, para hallar, el riesgo de tipo 3 de destrucción debida a incendio, explosión, daños físicos o daños químicos causados por un impacto directo a la estructura, (R_B) o (R_{B3}), se emplearon las siguientes fórmulas para calcular las variables L_X y P_X que permiten finalmente emplear la formula correspondiente a (R_B) en la tabla 11:

$$L_B = r_p * r_f * L_f \quad (80)$$

En dónde:

- r_p = Factor reductor de pérdida debido a daños físicos el cual depende de medidas de protección tomadas para reducir las consecuencias de incendio.
- r_f = Factor reductor de pérdida debido a daños físicos el cual depende del riesgo de fuego de la estructura.
- L_f = Pérdidas debido a daños físicos.

L_f se halló cómo:

$$L_f = c/c_t \quad (81)$$

En dónde:

- c : valor medio de posibles pérdidas en la estructura (ej: el valor asegurable de posibles pérdidas de bienes).
- c_t : valor total de la estructura (ej: valor asegurable de todos los bienes)

Sin embargo, por efectos de practicidad se asumió un valor de $L_f = 10^{-1}$.

Asimismo, para obtener matemáticamente, los riesgos de tipo 3 de destrucción debido a incendios, explosiones, daños físicos o daños químicos, causadas por un impacto directo a las líneas, (R_v) o (R_{v3}), se emplearon las siguientes fórmulas para calcular las variables de pérdidas (L_x) y probabilidad de daño (P_x) que permiten finalmente emplear la formula correspondiente a (R_v) en la tabla 11:

$$L_v = r_p * r_f * L_f \quad (82)$$

En dónde:

- r_p = Factor reductor de pérdida debido a daños físicos el cual depende de medidas de protección tomadas para reducir las consecuencias de incendio.
- r_f = Factor reductor de pérdida debido a daños físicos el cual depende del riesgo de fuego de la estructura
- L_f = Pérdidas debido a daños físicos.

L_f se halló cómo:

$$L_f = c/c_t \quad (83)$$

En dónde:

- c : valor medio de posibles pérdidas en la estructura (ej: el valor asegurable de posibles pérdidas de bienes).
- c_t : valor total de la estructura (ej: valor asegurable de todos los bienes).

Para riesgo tipo 4 (Pérdidas económicas):

La expresión empleada para hallar los riesgos de tensiones de paso y contacto peligrosas dentro y fuera de la estructura causadas por un impacto directo a esta de tipo uno, (R_A), o (R_{A4}) cómo también se le conoce, se emplearon las siguientes variables con el ánimo de poder emplear la fórmula de la tabla 11 correspondiente para calcular R_A :

$$L_A = r_a \times L_t \quad (84)$$

En dónde:

- r_a : Factor reductor de pérdida de vidas por características del suelo o terreno.
- L_t : Pérdidas debido a lesiones por tensiones de paso y contacto fuera de la estructura.

L_t puede hallarse cómo

$$L_t = c/c_t \quad (85)$$

En dónde:

- C = Es el valor de posibles pérdidas.
- C_t = Es valor total de la estructura (incluido su contenido y actividad relevante).

Por su parte, para hallar los riesgos de tipo 4 de destrucción debida a incendio, explosión, daños físicos o daños químicos causados por un impacto directo a la estructura, (R_B) o (R_{B4}) , se emplearon las siguientes fórmulas para calcular las variables L_X y P_X que permiten finalmente emplear la formula correspondiente a (R_B) en la tabla 11:

$$L_B = r_p * r_f * h_z * L_f \quad (86)$$

Siendo:

- r_p = Factor reductor de pérdida debido a daños físicos el cual depende de medidas de protección tomadas para reducir las consecuencias de incendio.
- r_f = Factor reductor de pérdida debido a daños físicos el cual depende del riesgo de fuego de la estructura.
- h_z = Factor de incremento de pérdida debida a daños físicos por presencia de condiciones especiales peligrosas.
- L_f = Pérdida de vidas humanas por daños físicos.

L_f puede hallarse cómo:

$$L_f = \frac{c}{c_t} \quad (87)$$

En dónde:

- C = Es el valor de posibles pérdidas.
- C_t = Es valor total de la estructura (incluido su contenido y actividad relevante).

Igualmente, para obtener analíticamente, los riesgos de tipo 4 por falla de equipos eléctricos o electrónicos debido a sobretensiones, causadas por un impacto directo a la estructura, (R_C) o (R_{C4}), se emplearon las siguientes fórmulas para calcular las variables L_X y P_X que permiten finalmente emplear la formula correspondiente a (R_C) en la tabla 11:

$$L_C = \frac{c}{c_t} \quad (88)$$

En dónde:

- C : Es el valor de posibles pérdidas en la estructura (incluido su contenido y actividad relevante y sus consecuencias).
- C_t : Es valor total de la estructura (incluido su contenido y actividad relevante).

Asimismo, para obtener analíticamente, los riesgos de tipo 4 por falla de equipos eléctricos o electrónicos debido a sobretensiones, causadas por un impacto indirecto a la estructura, (R_M) o (R_{M4}), se emplearon las siguientes fórmulas para calcular las variables de perdidas (L_X) y probabilidad de daño (P_X) que permiten finalmente emplear la formula correspondiente a (R_M) en la tabla 11:

$$L_M = \frac{c}{c_t} \quad (89)$$

En dónde

- C : Es el valor de posibles pérdidas en la estructura (incluido su contenido y actividad relevante y sus consecuencias)
- C_t : Es valor total de la estructura (incluido su contenido y actividad relevante)

Por su parte, para obtener matemáticamente, los riesgos de tipo 4 de tensiones de paso y contacto peligrosas dentro y fuera de la estructura, causadas por un impacto indirecto a las líneas,

(R_U) o (R_{U4}), se emplearon las siguientes fórmulas para calcular las variables L_X y P_X que permiten finalmente emplear la formula correspondiente a (R_U) en la tabla 11:

$$L_U = r_u \times L_t \quad (90)$$

En dónde:

- r_u = Factor reductor de pérdida de vidas humanas por características constructivas del piso.
- L_t = Pérdidas debido a lesiones por tensiones de contacto dentro de la estructura.

L_t = se puede estimar a través de la siguiente ecuación:

$$L_t = C / C_t \quad (91)$$

En dónde:

- C = Es el valor de posibles pérdidas.
- C_t = Es valor total de la estructura (incluido su contenido y actividad relevante).

Asimismo, para obtener analíticamente, los riesgos de tipo 4 de destrucción debido a incendios, explosiones, daños físicos o daños químicos, causadas por un impacto directo a las líneas, (R_V) o (R_{V4}), se emplearon las siguientes fórmulas para calcular las variables de perdidas (L_X) y probabilidad de daño (P_X) que permiten finalmente emplear la formula correspondiente a (R_V) en la tabla 11:

$$L_V = r_p * r_f * h_z * L_f \quad (92)$$

Siendo:

- r_p = Factor reductor de pérdida debido a daños físicos el cual depende de medidas de protección tomadas para reducir las consecuencias de incendio.
- r_f = Factor reductor de pérdida debido a daños físicos el cual depende del riesgo de fuego de la estructura.
- h_z = Factor de incremento de pérdida debida a daños físicos por presencia de condiciones especiales peligrosas.
- L_f = Pérdida de vidas humanas por daños físicos

L_f puede hallarse cómo:

$$L_f = \frac{C}{C_t} \quad (93)$$

En dónde:

- C = Es el valor de posibles pérdidas.
- C_t = Es valor total de la estructura (incluido su contenido y actividad relevante).

Asimismo, para obtener analíticamente, los riesgos de tipo 4 de fallo de equipos eléctricos p electrónicos debido a sobretensiones, causadas por un impacto directo a las líneas, (R_w) o (R_{w4}), se emplearon las siguientes fórmulas para calcular las variables de perdidas (L_x) y probabilidad de daño (P_x) que permiten finalmente emplear la formula correspondiente a (R_w) en la tabla 11:

$$L_w = \frac{C}{C_t} \quad (94)$$

En dónde:

- C : Es el valor de posibles pérdidas en la estructura (incluido su contenido y actividad relevante y sus consecuencias)
- C_t : Es valor total de la estructura (incluido su contenido y actividad relevante)

Por su parte, para obtener matemáticamente, los riesgos de tipo 4 por falla de equipos eléctricos o electrónicos debido a sobretensiones, causadas por un impacto indirecto a las líneas, (R_Z) o (R_{Z4}), se emplearon las siguientes fórmulas para calcular las variables de perdidas (L_X) y probabilidad de daño (P_X) que permiten finalmente emplear la formula correspondiente a (R_Z) en la tabla 11:

$$L_Z = c/c_t \quad (95)$$

En dónde

- c : Es el valor de posibles pérdidas en la estructura (incluido su contenido y actividad relevante y su consecuencia)
- c_t : Es valor total de la estructura (incluido su contenido y actividad relevante)

Para el inciso (**h**), o el correspondiente cálculo del transformador, se deben seguir las siguientes ecuaciones planteadas en diversas secciones del segundo capítulo de la NTC 2050. En primera instancia, debe obtenerse el gran total de la carga instalada por apartamento. Esto se obtiene a través de la siguiente ecuación:

$$C.I = Cal + (P.Art) \times 1800 + (Lav - plan) \times 1800 + (AA.AA) \times 900 + (AA.AA) \times 1800 + (rva) \times 1500 \quad (96)$$

Siendo:

- C.I: Carga instalada.
- P. Art: Circuito de pequeños artefactos
- La-plan: Circuito de lavandería y planchado.
- Rva: Reservas.

Seguidamente, se obtiene un resumen de cargas de los principales grupos de cargas, en dónde a través de este se le puede aplicar el factor de demanda que corresponde para este tipo de edificaciones según la tabla 220-11 de la NTC 2050.

Tabla 2.16. Modelo del resumen de las cargas de los apartamentos del edificio Santana.

Tabla 16

Modelo (sin completar) del resumen de las cargas proyectadas en los apartamentos del edificio Santana.

Descripción	Luces y tomas va	Aires acondicionados	Reserva
Apartamentos			

Nota: Modelo resumen de las cargas contempladas en el proyecto para los apartamentos, teniendo en cuenta las cargas de luces, tomas, aires acondicionados y la reserva en voltio . amerio (VA). Por J. H. Garnica. 2017.

Para cada uno de esos grupos se realizan las siguientes operaciones teniendo en cuenta que los valores a los que se le deben aplicar estas fórmulas son los valores totales de toda la edificación, es decir, el gran total de todos los apartamentos:

Luces y tomas VA:

$$tomas_alumbrado = Calum + (P.Art) \times 1800 + (Lav - plan) \times 1800 \quad (97)$$

Aires acondicionados:

$$AA.AA = (AA.AA_1) \times 900 + (AA.AA_2) \times 1800 \quad (98)$$

Reserva:

$$rva = (reservas) \times 1500 \quad (99)$$

Siendo:

- Calum: Gran total circuitos de alumbrado general a dimensionado para 32 VA/m². Medido en Va.
- P.Art : Gran total circuitos circuito de pequeños artefactos medidos en VA.
- Lav-plan: Gran total circuitos de lavado y planchado medidos en VA.
- A.A: Gran total circuitos de aires acondicionados.
- AA.AA₁: Gran total circuitos de aires acondicionados a 9000btu.
- AA.AA₁: Gran total circuitos de aires acondicionados a 18000btu.
- Rva: Gran total circuitos de reserva.

Finalmente, se aplica el factor de demanda de la tabla 2.4, obteniéndose una carga total demanda. A esta carga se le aplica un factor de ajuste del 80% por ciento de esta carga total demanda, adicionalmente. Por lo tanto, para obtener este valor se emplea la siguiente formula:

$$carg_trafo = \frac{carga_demanda_total}{0.80} \quad (100)$$

Con este valor se determina la capacidad del transformador de acuerdo con los valores comerciales en el mercado.

Para el inciso (i), en la sección 250 del capítulo 2 de la norma NTC -2050 (1998), se pueden encontrar aspectos cómo: en que circuitos se debe incluir un sistema de puesta a tierra o no, la ubicación de las conexiones de puesta a tierra para diversos componentes, los métodos que se pueden emplear para calcular la resistividad del terreno y por ende la profundidad entre otras del

sistema de puesta a tierra, los conductores que se usar para los sistemas de puestas a tierra, y las conexiones más frecuentes.

Para el inciso (j), las ecuaciones pertinentes para estos fines son los más establecidas por la guía técnica colombiana 221 (2011). Debe tenerse presente que El cálculo económico de conductores es un estudio que se realiza con el fin de establecer en términos de dinero las pérdidas de energía debidas a la resistencia propia de cada conductor. Por lo tanto, para determinar las pérdidas económicas debe emplearse la siguiente fórmula:

$$E = R \cdot I_{\max}^2 \cdot Dt \quad (101)$$

Siendo:

- E: La energía disipada por el conductor,
- R: La resistencia propia del conductor. Se calcula mediante la ecuación (102).
- I_{\max} : La corriente máxima que pasará por el conductor.
- Δt : El intervalo de tiempo.

$$R = \frac{r \times l}{A} \quad (102)$$

El cálculo económico se realizará para periodos de una (1) hora, en los diferentes tramos que aplican al proyecto, iniciando en los circuitos de M.T. hasta el transformador; y finalizando en las acometidas parciales de B.T hasta cada tablero o equipo de gran potencia. Finalmente, con la ecuación (14), se obtiene la pérdida en pesos (moneda legal colombiana) por día. En ese sentido:

$$Perdidas_{x día} = 24 \times E \times (W / h) \quad (103)$$

Siendo:

- (W/h): El valor en pesos de W/h
- E: La energía disipada por el conductor.

En virtud de los márgenes de pérdidas de corriente establecidas por la NTC 2050 (1998), el inciso (**k**) acarrea mucho valor y sentido en el cumplimiento de la seguridad y la confiabilidad de la instalación eléctrica. Por ende, cualquier instalación eléctrica debe poseer un factor de ajuste por corriente en el conductor seleccionado para la soportabilidad de la carga a conectar. Dirigirse al capítulo 2, artículo 220-3 inciso a) de esta norma, usar cómo factor de ajuste el 25 por ciento de la corriente nominal de la carga calculada.

En ese sentido, esta misma norma define que para determinar numéricamente que los conductores estén por debajo del límite permitido de pérdidas por corriente, debe emplearse la siguiente fórmula:

$$Factor = \frac{Cap_{acometida}}{I_n} \quad (104)$$

Siendo:

- Factor: Factor de verificación de conductores
- $Cap_{acometida}$: Capacidad en (A) de la acometida o del conductor a ser verificado.
- I_n : Corriente nominal de corto circuito.

Sin embargo, para hallar la capacidad de la acometida o del conductor a verificar, debe emplearse la siguiente fórmula:

$$Cap_{acometida} = Cap_{cable} \times F_{Xtemp} \times F_{Xagrupamiento} \quad (105)$$

Finalmente, debe tenerse presente que la capacidad del cable es el valor en amperios que soporta un conductor a un calibre, material, y canalización establecida.

Para el inciso **(m)** o cálculo y coordinación de protecciones contra sobre corrientes al), la NTC 2050 (1998) brinda suficiente soporte al respecto, en sus secciones 225-9 y 240-3 del capítulo 2. Al realizar la revisión de la primera sección de la norma técnica colombiana, se observó cómo esta subsección establece el criterio primordial para el dimensionamiento, coordinación e instalación de toda protección de sobre corriente. Este remite inmediatamente a la sección 240 de esta misma bibliografía, en la cual se dispone que para que se establezca como aceptables las acciones menesteres cómo calcular, coordinar e instalar una protección de sobre corriente, se debe cumplir con lo establecido en el artículo 210-20.

A pesar de que este aspecto o aparte en la norma es supremamente cualitativo y tiene como intención hacerle entender al diseñador el canon con el que se debe revisar el proceso de establecer por completo una protección de sobre corriente, en la sección 240-3, ya se establecen los criterios numéricos de acuerdo a la corriente nominal que a travesara por cierto equipo, y en sí de diferentes equipos que comúnmente lleven una protección de sobre corriente, contemplados en la norma.

Es necesario dejar claro que se le llama calcular protecciones, al proceso de definir los valores de las protecciones contra sobretensiones y contra sobrecorriente. Para el caso de las sobretensiones debe correspondiente a las envolventes poliméricas y los respectivos soportes aislantes, los cuales a groso modo se escogen conociendo el BIL.

Sin embargo, para realizar el proceso de cálculo de protecciones de sobre-corriente, el proceso es distinto, por la naturaleza de la magnitud física contra la que se desea protegerse. De ahí que, para realizar el cálculo y la coordinación de protecciones de corriente, se deben escoger

los valores de los fusibles para la protección de sobre corriente. Por lo tanto, se debe seguir una serie de ecuaciones y pasos tanto para media tensión como para baja tensión.

Para media tensión las protecciones de los fusibles de las protecciones de sobrecorriente se deben calcular cómo:

$$0,8 \times I_c > I_A \quad (106)$$

Siendo:

- I_c = Corriente producto del corte en la curva característica de tiempo/corriente de la corriente nominal del fusible más próximo al punto de corriente inicial I_A y **0,1 s**. Básicamente, esto permita saber qué tipo de fusible según corriente se va a seleccionar.
- I_A = Corriente de punto inicial. Corresponde al valor de corriente, determinado luego del cruce de **0,1 s** y la corriente nominal del trafo ($I_{\text{nom-trafo}}$).

Entonces debe ubicarse dentro de esta curva, el punto con correspondiente a la intersección de **0,1 s**, con la corriente nominal del trafo ($I_{\text{nom-trafo}}$). Seguidamente, se debe tomar el valor en amperios de la curva más cercana del correspondiente fusible. Este valor se encuentra ubicado en la parte de arriba de la curva tiempo Vs intensidad. Como resultado se debe en caso de cumplirse la desigualdad de la ecuación (12) seleccionar la curva de fusible siguiente. Tome los valores de I_c asociados a esa curva de fusible.

Para baja tensión las protecciones de los fusibles de las protecciones de sobrecorriente se deben calcular cómo:

$$I_{\text{protec}} = \text{factor de ajuste} \times I_{\text{nom-sec-trafo}} \quad (107)$$

Si el valor de corriente de la protección, no corresponde a los valores estándares, como excepción, tome el valor inmediatamente superior.

Para calcular o dimensionar las canalizaciones, aspecto que corresponde al ítem **(n)**, del cual gran parte del capítulo 3 de la NTC 2050 (1998), habla y describe las consideraciones más importantes. Asimismo, dispone ciertas consideraciones específicas, de los diferentes tipos de canalizaciones con sus respectivos materiales de fabricación, tales como tubos, ductos, canaletas, y electroductos.

En ese sentido, según el capítulo 3 de la NTC-2050 (1998), para determinar el diámetro en pulgadas (valores comerciales) de la canalización a instalar, se debe en primera instancia obtener el área total de conductores en mm². Esto significa que se debe emplear la siguiente ecuación:

$$Area_{total-conductores} = (3 \times \#cond_F \times Area_{cond_F}) + \#cond_N \times Area_{cond_N} + \#cond_T \times Area_{cond_T} \quad (108)$$

Siendo:

- $Area_{condF}$: Área en mm² del conductor de fase seleccionado.
- $Area_{condN}$: Área en mm² del conductor neutro seleccionado.
- $Area_{condT}$: Área en mm² del conductor de la tierra seleccionado.
- $\#Cond_F$: Número de conductores designados para la fase.
- $\#Cond_N$: Número de conductores designados para el neutro.
- $\#Cond_T$: Número de conductores designados para tierra.
- $Area_{total-conductores}$: Área en mm² de la suma de todos los cables a ser alojados en la misma canalización.

Finalmente, de acuerdo con el valor calculado con la expresión anterior, se busca en la tabla C11 de la NTC-2050, una canalización con un diámetro en mm² y pulgadas que soporte este valor hallado. Luego, se obtiene el porcentaje de ocupación, entre el área de la sección transversal de la canalización escogida y el área total de conductores calculada. Recuerde que la tabla 1 del capítulo 9 de la NTC 2050 (1998) determina que el porcentaje de llenado no superar más del 40% para más de 2 conductores en la misma canalización. Esto es:

$$\%Ocupacion = \frac{Area_{total-conductores}}{Sec_{ducto}} \quad (109)$$

Siendo:

- %Ocupación: Porcentaje de llenado del ducto o canalización seleccionado, dado el calibre de los conductores establecidos.
- $Area_{total-conductores}$: Área en mm² de la suma de todos los cables a ser alojados en una misma canalización.
- Sec_{ducto} : Área en mm² de la canalización escogida para soportar a los conductores de F+N+T (fase, neutro y tierra).

Por su parte los cálculos por regulación, o el inciso **(p)**, son de los aspectos más importantes dentro del diseño de una instalación eléctrica, pues este proceso nos permite tener en cuenta las características constructivas y físicas del conductor, y distancia entre los tramos hasta las salidas o cargas, entre otros, nos permiten establecer dentro de niveles de voltaje *estables*, la tensión eléctrica de la instalación en desarrollo o a desarrollar. Por ello, la norma técnica colombiana NTC-2050 (1998), presenta la tabla 9, la cual es un resumen de la resistencia y la reactancia de c.a de cables trifásicos para 600 V a 60 Hz y 75 °C. Aspecto que va de la mano con la NTC 2050

(1998) misma en la nota 2 de la tabla 9 del capítulo 9, *en el cual se establece que “multiplicando la corriente por la impedancia eficaz se obtiene un valor bastante aproximado de la caída de tensión entre fase y neutro”*(p 729) Adicionalmente define la impedancia eficaz así:

$$[Z_{EF} = R \cos(\theta) + X \sin(\theta)] \quad (110)$$

En dónde:

- θ : Ángulo del factor de potencia del circuito.
- R: Resistencia en corriente alterna del conductor.
- X: La reactancia del conductor, la cual se define asimismo como:

$$[X = X_L - X_C] \quad (111)$$

- X_L : Reactancia inductiva.
- X_C : Reactancia capacitiva.

Es muy importante mencionar, que la norma NTC 2050 (1998) establece en su nota 1 de la tabla 9 del capítulo 9, que por efectos simplificación, al considerar que las distancias de las redes eléctricas en sistemas de distribución de Cables para Media Tensión implican longitudes cortas, se pueden despreciar los efectos capacitivos. Así mismo, para sistemas de distribución de Cables de Baja Tensión estos efectos capacitivos también son despreciables debido a las bajas tensiones de operación (menos de 600V); por lo tanto, se pueden tener en cuenta solamente la resistencia y la reactancia inductiva, simplificando los cálculos con una muy buena aproximación a la realidad. Finalmente, cuando se tiene el valor de la *Impedancia eficaz* (Z_{EF}) se procede a calcular la variación de voltaje entre la fuente y la carga, la cual se define como:

$$\Delta V_{FASE-NEUTRO} = Z_{EF} \cdot 2 \cdot L \cdot I \quad (112)$$

Para circuitos monofásicos y para circuitos trifásicos cómo:

$$\Delta V_{\text{FASE-FASE}} = \sqrt{3} \cdot \Delta V_{\text{FASE-NEUTRO}} \quad (113)$$

$$\Delta V_{\text{FASE-FASE}} = 1.732 \cdot \Delta V_{\text{FASE-NEUTRO}} \quad (114)$$

$$\Delta V_{\text{FASE-NEUTRO}} = Z_{\text{EF}} \cdot L \cdot I \quad (115)$$

En dónde para ambos casos, L e I representan respectivamente la longitud del circuito en kilómetros y la corriente en amperios del circuito. En ese sentido, el porcentaje de regulación se obtiene como

$$\% \text{ Regulación} = [(V_s - V_r) / V_r] \cdot 100 \quad (116)$$

$$\% \text{ Regulación} = [\Delta V / V_r] \cdot 100 \quad (117)$$

Finalmente, el resultado obtenido debe compararse con los valores establecidos con la norma NTC 2050 “Los conductores de circuitos ramales como están definidos en la sección 100, con una sección que evite una caída de tensión superior al 3% en las salidas más lejanas de fuerza, calefacción, alumbrado o cualquier combinación de ellas y en los que la caída máxima de tensión de los circuitos alimentador y ramal hasta la salida más lejana no supere al 5%, ofrecen una eficacia razonable de funcionamiento.” (NTC 2050, 1998, p.54). Para la caída de tensión en los conductores del alimentador, “Los conductores de alimentadores tal como están definidos en la sección 100, con un calibre que evite una caída de tensión superior al 3% en las salidas más lejanas para potencia, calefacción, alumbrado o cualquier combinación de ellas y en los que la caída máxima de tensión de los circuitos alimentador y ramales hasta la salida más lejana no supere el 5%, ofrecen una eficacia de funcionamiento razonable.” (Capítulo 2, Sección 215-2, Inciso b, Nota 2)

2.3 Necesidad de la inclusión del RETIE y de la norma técnica colombiana como documentos relacionados

El objeto del RETIE como reglamento técnico es “*garantizar la seguridad de las personas, de la vida tanto animal como vegetal y la preservación del medio ambiente [...]*” (Reglamento Técnico de Instalaciones Eléctricas [RETIE], 2013, Cap. 1, p. 12), por ende, el efecto del RETIE sobre la norma técnica colombiana es otorgarle a esta última obligatoriedad de cumplimiento.

En ese sentido, fíjese que tales apartes de norma, son totalmente menesteres a la hora de calcular los diferentes ítems o pasos que el RETIE establece en su documento y que logran dar solución a muchos ítems que menciona el RETIE en el inciso 10.1 del artículo 10. Sin embargo, a lo largo de este código encontramos mucha información que apoya, da criterio al diseñador de la instalación, y sienta bases para establecer algún aspecto que deba ser tenido en cuenta para desarrollar el diseño de una instalación eléctrica. En síntesis, estos documentos, son totalmente mancomunados, de ahí surge la necesidad de entender la diferencia de la naturaleza de cada uno de estos escritos.

Capítulo 3: Marco legal

Este capítulo pretende exhibir el marco teórico de las instalaciones eléctricas consideradas como básica por la norma técnica colombiana y el RETIE, en virtud de brindar una contextualización de los requerimientos, necesarios para diseñar un sistema eléctrico en unidades de vivienda multifamiliares de tipo detallado.

Según el RETIE (2013), las instalaciones eléctricas básicas son aquellas cuyos niveles de complejidad y riesgos son bajos, las cuales se ciñen tal como se ha manifestado a los cuatro primeros capítulos de la NTC 2050 primera actualización, así como las redes externas de baja tensión tanto para uso particular como aquellas destinadas a la prestación del servicio público de electricidad. Tal definición, corresponde al contexto en el cual se encuentra ubicado la instalación eléctrica que corresponde a la instalación eléctrica del Edificio Santana, proyecto de diseño de instalación eléctrica elaborado con esta metodología.

3.1 Requisitos específicos de una instalación básica según RETIE

El RETIE vigente a la fecha con resolución No. 90708 de agosto de 2013, establece que los requisitos específicos que debe cumplir una instalación eléctrica para poder pertenecer a las denominadas instalaciones básicas son:

En unidades de vivienda con capacidad instalable menor o igual a 7 kW, se permite que los tomacorrientes con interruptor de circuito por falla a tierra, puedan hacer parte del circuito para pequeños artefactos de cocina y de iluminación y fuerza en baños, siempre y cuando en el mesón de la cocina no se tengan más de dos salidas de tomacorriente doble y en el baño no más de una salida de tomacorriente doble. (Reglamento Técnico de Instalaciones Eléctricas [RETIE], 2013, p.167).

En dormitorios con área menor o igual a 9 m^2 se podrá aceptar que se disponga de sólo dos tomacorrientes dobles, siempre que estén ubicados en paredes opuestas. En el resto de la vivienda se debe atender lo establecido en el artículo 210.52 de la **NTC 2050**, teniendo en cuenta las excepciones de movilidad. (Reglamento Técnico de Instalaciones Eléctricas [RETIE], 2013, p.168).

La instalación de tomacorrientes con protección de falla a tierra se debe exigir en los espacios y condiciones determinadas por la **NTC 2050**, teniendo en cuenta que el objetivo es la protección de la persona contra contactos indirectos por corrientes de fuga, principalmente en la conexión o desconexión frecuente de los equipos, en condiciones de mayor vulnerabilidad como en los casos de piel mojada o sumergida. (Reglamento Técnico de Instalaciones Eléctricas [RETIE], 2013, p.168).

En los cuartos de baño que contienen bañeras, duchas o lavamanos y las zonas circundantes, el riesgo de contacto aumenta en razón de la reducción de la resistencia eléctrica del cuerpo humano mojado y del mayor contacto con tierra, por ello sólo se aceptan las duchas eléctricas que cumplan los requerimientos tanto de producto como de instalación establecidos en el numeral 20.15 del Anexo del RETIE. El tomacorriente esté protegido con interruptor de falla a tierra y los interruptores no estén instalados en áreas mojadas o a menos de 80 cm de la puerta de la zona de la ducha. (Reglamento Técnico de Instalaciones Eléctricas [RETIE], 2013, p.168).

Las duchas eléctricas, deben instalarse en circuitos apropiados de capacidad no menor a 30 A para instalación monofásica a tensión menor de 150 V y 20 A para 208/220/240 V protegidos con un interruptor automático, con neutro y conductor de tierra plenamente identificados y conectado sólidamente a tierra o disponer de una protección diferencial. (Reglamento Técnico de Instalaciones Eléctricas [RETIE], 2013, p.168).

Los cuartos de baño de áreas sociales en viviendas, se eximen de la instalación de tomacorrientes cercano al lavamanos, siempre que en este recinto no se utilicen equipos eléctricos a más de 25 voltios, distintos al sistema fijo de iluminación del cuarto y los demás cuartos de baño de la vivienda cuente con tomacorriente con protección de falla a tierra. En ningún caso se permite el uso de extensiones eléctricas o multitomas en los cuartos de baño al menos que estén derivadas de una toma corriente con protección de falla a tierra. (Reglamento Técnico de Instalaciones Eléctricas [RETIE], 2013, p.168).

Las instalaciones eléctricas de las unidades de vivienda, de área construida menor a 50 m^2 y capacidad instalable no mayor a 7 kVA, deben ser construidas mínimo con los siguientes circuitos. (Reglamento Técnico de Instalaciones Eléctricas [RETIE], 2013, p.168).

Un circuito para pequeños artefactos de cocina, despensa y comedor, de capacidad no menor a 20 A, a este circuito se le puede incorporar la carga del cuarto de baño.

Un circuito para conexión de plancha y lavadora de ropa, de capacidad no menor a 20 A. (Reglamento Técnico de Instalaciones Eléctricas [RETIE], 2013, p.168).

Un circuito para iluminación y tomacorrientes de uso general en el resto de la vivienda, de capacidad no menor a 20 A. (Reglamento Técnico de Instalaciones Eléctricas [RETIE], 2013, p.168).

Las instalaciones localizadas en alturas por encima de 1500 msnm, deben disponer de un circuito exclusivo para ducha eléctrica, a menos que en el momento de demostrar la conformidad con el RETIE, el cuarto de baño ya disponga de otro medio para el calentamiento del agua para el aseo personal. (Reglamento Técnico de Instalaciones Eléctricas [RETIE], 2013, p.168).

Sin embargo, nótese que al final de esta serie de requisitos consignados en el RETIE, se deje muy claro que muchos de requisitos establecidos por el RETIE para una instalación básica pueden apartarse de la NTC 2050.

3.2 Organización de la NTC-2050 en función de la clasificación de las instalaciones eléctricas de uso final

La NTC 2050 (1998) en su subsección 90-3, sección número 90, correspondiente a la introducción de este importante texto, deja muy claro que los capítulos 1, 2, 3 y 4 son de aplicación general; los capítulos 5, 6 y 7 se refieren a lugares especiales, equipos especiales u otras condiciones especiales. Estos últimos capítulos complementan o modifican las normas generales. Los capítulos 1 a 4 se aplican en todo excepto en lo modificado por los capítulos 5,6 y 7 en cuanto a las condiciones particulares.

Este código está hecho para que resulte adecuada su utilización por organismos que tengan jurisdicción legal sobre las instalaciones eléctricas y para ser aplicado por personal autorizado. La autoridad que tenga jurisdicción sobre el cumplimiento de este código debe ser responsable de interpretar las reglas, de decidir la aprobación de los equipos y materiales y de conceder los permisos especiales que contemplan algunas de estas reglas. La autoridad con jurisdicción puede pasar por alto determinados requisitos de este código o permitir métodos alternativos cuando esté segura de que se pueden conseguir objetivos equivalentes, creando y manteniendo una seguridad efectiva. Este *código* puede exigir nuevos productos, construcciones o materiales que quizá no estén disponibles en el momento de adopción del mismo. En tal caso, la autoridad con jurisdicción puede autorizar el uso de productos, construcciones o materiales que cumplan con los objetivos equivalentes de seguridad. Sírvasse entonces como diseñador de instalaciones

eléctricas cobijadas por los cuatro primeros capítulos de este texto, a acatar lo anterior, aspecto establecido en la subsección 90-4 de la sección número 90 como cumplimiento.

En virtud de definir un alcance, este código en su subsección 90-2 de la sección número 90, decreta que dicho código cubre NTC 2050 (1998):

Las instalaciones de conductores y equipos eléctricos en o sobre edificios públicos y privados y otras estructuras, incluyendo casas móviles, vehículos de recreo y casas flotantes, y otras instalaciones como patios, parques de atracciones, estacionamientos, otras áreas similares y subestaciones industriales (p.27).

Finalmente, establece en la subsección 90-2, c) que para pedir permisos especiales sobre cualquier variación o gradiente con respecto a los requisitos específicos expuestos tanto en RETIE como en la norma técnica colombiana NTC 2050 (1998):

La autoridad competente para hacer cumplir este código puede conceder excepciones para la instalación de conductores y equipos que no estén bajo el control exclusivo de las compañías eléctricas y que se utilicen para conectar las redes de suministro eléctrico a los conductores de la acometida de los predios alimentados, siempre que tales instalaciones estén fuera de la edificación o terminen en la pared interna inmediata del muro externo de la edificación (p.28).

Capítulo 4: Metodología

A continuación, se explicarán desde varios puntos, los aspectos globales concernientes a las actividades realizadas para cumplir con el fin general propuesto para esta metodología de diseño.

4.1 Desarrollo en Excel de la metodología para el diseño de instalaciones eléctricas

Para llevar a cabo el desarrollo de la presente metodología para el diseño de instalaciones eléctricas, se hizo uso de la herramienta de Microsoft Office, EXCEL. Tal herramienta, ofrece la versatilidad de realizar cálculos a través de funciones, incluir aspectos que sirvan como interfaz de usuario, tal como botones, y menús desplegables, además de su poderosa herramienta de programación a través del paquete *visual basic for application*.

En primer lugar, se diseñó una hoja denominada como “Principal”. Esto con el fin de presentarle de forma inmediata al diseñador los aspectos que deban seleccionarse para poder acceder a las hojas de cálculo de cada uno de los ítems requeridos por el RETIE. En primer lugar, de acuerdo al tipo de diseño de la instalación, es decir, si el diseño de la instalación corresponde al de tipo detallado o tipo simplificado. Posteriormente, si el diseño que se ha escogido corresponde al de tipo detallado, se desprenden una serie de ítems de cálculo desde la letra (a) hasta la letra (w) en la celda adyacente a esta, contenidos tales ítems en un menú desplegable, con el objetivo de facilitar la selección de estas por parte del diseñador. Así mismo, una vez señalado el ítem de cálculo en el cual se desea trabajar, con sólo oprimir el botón denominado “Hojas de cálculo”, se direcciona automáticamente a la hoja de cálculo del ítem de cálculo seleccionado.

Ahora bien, en cumplimiento del segundo objetivo específico establecido en el presente trabajo de grado, se crearon inicialmente las diversas hojas de cálculo equivalentes a cada uno de

los ítems que establece el RETIE en su artículo 10, inciso 10.1, y que deben realizarse para el respectivo cumplimiento de este, llevando consigo a la ejecución y presentación de las respectivas memorias de cálculo.

Seguidamente, como consecuencia de crear estas hojas de cálculo dentro del archivo en EXCEL perteneciente a esta metodología, se llenaron dichas hojas de cálculo con las tablas y fórmulas necesarias para calcular cada uno de los aspectos que por ítem de cálculo deban hallarse, esto con el objetivo de llevar a cabo sus correspondientes usos y fines. De ahí que, haciendo un recorrido por las diversas hojas de cálculo, se encuentra en la tabla 4.1, un resumen de los aspectos contenidos y desarrollados para efectos de tener claro que contienen a nivel de métodos y procedimientos cada una de estas en cada una de las hojas de cálculo de la metodología para el diseño de instalaciones eléctricas.

Esta tabla se compone de tres columnas, en dónde de izquierda a derecha la primera columna presenta la letra que corresponde al ítem de cálculo tratado según el RETIE. En la columna siguiente, se encuentra el nombre textual de cada uno de estos ítems de cálculo según el RETIE. Finalmente, en la tercera columna se hace una descripción de forma concisa y breve, manifestándose los aspectos que fueron desarrollados y ubicados en las diversas hojas de cálculo del archivo de la metodología, para los diversos fines pertinentes en el diseño de una instalación eléctrica.

Por otra parte, a modo de ofrecer una breve bitácora de lo que fue el proceso de construir cada uno de los aspectos de cálculo en el archivo de EXCEL que da vida a esta metodología, tal como se observa en la tabla 4.1, el tipo de diseño que alude a la instalación correspondiente del Edificio Santana es de tipo detallado. Por consiguiente, se procedió a ingresar al archivo en EXCEL de esta metodología los ítems desde la letra **(a)** hasta la **(w)**, abarcados en tres grupos de

cinco y dos grupos de cuatro, los cuales se agruparán en forma alfabética. En ese orden, se iniciará por los ítems correspondientes de la **(a)** hasta la **(e)**, luego desde la letra **(f)** hasta letra **(j)**, de la letra **(k)** hasta la letra **(n)**, de la letra **(o)** hasta la letra **(s)**, y finalmente de la letra **(t)** a la letra **(w)**. Con esto se abarcarán los ítems que debe tener una instalación de tipo detallado. Al finalizar se hará una breve revisión de la parte técnica, con aras de tener claro la funcionabilidad de cálculo de esta.

Tabla 4.1. Aspectos desarrollados en las hojas de cálculo de la metodología (archivo EXCEL)

Tabla 1

Aspectos desarrollados en las distintas hojas de cálculo de la metodología de diseño de instalaciones eléctricas

Ítem según RETIE	Nombre de la hoja de cálculo	Aspectos contenidos y desarrollados
a	Análisis y cuadros de cargas iniciales y futuras, incluyendo análisis de factor de potencia y armónicos.	Esta hoja de cálculo contiene todos los cuadros de cargas, de acuerdo a los tipos de apartamentos del edificio SANTA ANA, proyecto que seleccionó para aplicar esta metodología, así como el factor de demanda requerido para este caso (RESIDENCIAL). Finalmente, un esquema en dónde se establece el porcentaje de armónicos que se presenta, y las acciones a ejecutarse.
b	Análisis de coordinación de aislamiento eléctrico.	Contiene una tabla que, de acuerdo al nivel de tensión nominal, los parámetros KI, KM, tensión nominal del descargador, el Factor de seguridad que relaciona BSL y BIL, el NPR y el NPM, calcula un BIL para posteriormente pasarlo a valores de BIL normalizados.
c	Análisis de cortocircuito y falla a tierra.	Para poder dimensionar las protecciones para cada configuración se realizan los cálculos de las intensidades de cortocircuito en la salida del transformador o en el secundario del transformador. Generalmente se desprecian los valores de impedancia de los circuitos ramales, alimentadores y acometidas, y se considera como única impedancia para efectos de cálculo, la impedancia porcentual del transformador que se seleccione para realizar el proceso de análisis de cortocircuito en bornes de este.

d	Análisis de nivel de riesgo por rayos y medidas de protección contra rayos.	Dado que para tal fin se hace uso del software IEC RISK SIMULATOR, en este espacio, se consigna el resultado de la simulación realizada.
e	Análisis de riesgos de origen eléctrico y medidas para mitigarlos.	Esta hoja de cálculo contiene las tablas que identifican el nivel de riesgo eléctrico presente en la instalación eléctrica, de acuerdo a los criterios que establece el RETIE. Así mismo, cuenta con imágenes tomadas del RETIE, que ayudan a sacar los pasos que deben seguirse, los criterios de selección del peligro por riesgo eléctrico y las decisiones a tomarlo.
f	Análisis del nivel tensión requerido.	En esta hoja de cálculo, se ofrece el espacio para redactar y justificar el nivel de tensión en baja y media tensión, de acuerdo a los dispositivos que se tengan, de acuerdo al punto de conexión, la tensión que maneja ese punto de conexión y subestación que abastece ese punto de conexión o red de media tensión.
g	Calculo de campos electromagnéticos para asegurar que, en espacios destinados a actividades rutinarias de las personas, no se superen los límites de exposición definidos en la Tabla 14.1	Esta hoja contiene una tabla de cálculo que al ingresar el nivel de tensión nominal que maneja la instalación, decide si es menester realizar un procedimiento matemático completo de los cálculos electromagnéticos. Finalmente, a modo de material de referencia, se incluye un botón el cual muestra un aparte del RETIE, referente a este aspecto.
h	Calculo de transformadores incluyendo los efectos de los armónicos y factor de potencia en la carga.	Esta hoja de cálculo contiene, una tabla con un completo resumen de las cargas que pertenecen al edificio, y que, de acuerdo a estos valores, se obtiene la carga demandada gracias al respectivo factor de demanda que aplica para este proyecto. Con esto, se obtiene un valor total, y de acuerdo a este valor se selecciona un porcentaje de este para tomarlo finalmente como referencia para la respectiva escogencia de un valor comercial.
i	Calculo del sistema de puesta a tierra.	Esta hoja de cálculo, es un procedimiento basado netamente en la IEEE-80. Por lo tanto, todo el procedimiento para llevar a cabo el cálculo de puesta a tierra, es basado netamente en esta norma internacional.
j	Calculo económico de conductores, teniendo en cuenta todos los factores de perdidas, las cargas resultantes y los costos de la energía.	El estudio realizado en esta hoja de cálculo, se realizará para periodos de una (1) hora, en los diferentes tramos que aplican al proyecto, iniciando en los circuitos de M.T. hasta el transformador; y finalizando en las acometidas parciales de B.T hasta cada tablero o equipo de gran potencia. Finalmente, se debe aplicar este cálculo si y solo si las perdidas proyectadas son inferiores al 5%, las distancias desde bornes del transformador al usuario menor a 200m.

k	Verificación de los conductores, teniendo en cuenta el tiempo de disparo de los interruptores, la corriente de cortocircuito de la red y la capacidad de corriente del conductor de acuerdo con la norma IEC 60909, IEEE 242, capítulo 9 o equivalente.	Contiene una tabla en la que básicamente se hace un análisis, que se sirve de comparar la corriente máxima que puede soportar el conductor seleccionado, con la corriente máxima o corriente de corto que podría presentarse a través del mismo. Finalmente, se presentan estos valores teniendo en cuenta el tiempo de disparo de las protecciones calculas y coordinadas para cada uno de los tramos del diseño.
l	Calculo mecánico de estructuras y de elementos de sujeción de equipos.	Esta hoja de cálculo contiene el espacio para que se ingresen los resultados obtenidos del archivo que procesa los datos solicitados, con el fin de verificar que los diseños, materiales empleados, forma constructiva y montaje de la estructura garanticen el cumplimiento de los requerimientos mecánicos a los que pueda estar sometida.
m	Calculo y coordinación de protecciones contra sobre corrientes. En baja tensión se permite la coordinación con las características de limitación de corriente de los dispositivos según IEC 60947-2 Anexo A.	Esta hoja de cálculo permite verificar que los tiempos de acción de las diferentes protecciones eléctricas que forman parte del proyecto o instalación eléctrica, se encuentren debidamente coordinados según su ubicación en el plano general de la instalación eléctrica. Por ello, se brinda el espacio para ubicar imágenes de los resultados del software ECODIAL, el cual arroja tanto las curvas cómo los valores pertinentes para este estudio de coordinación de protecciones.
n	Cálculos de canalizaciones (tubo, ductos, canaletas y electro ductos) y volumen de encerramientos (cajas, tableros, candeletas, etc.).	Contiene una tabla bastante completa en la cual se relacionan, potencia KVA, la corriente nominal, las protecciones, con el fin de determinar el porcentaje de ocupación de los ductos.
o	Cálculos de pérdidas de energía, teniendo en cuenta los efectos de armónicos y factor de potencia.	En esta hoja de cálculo, se presenta una tabla en la cual se realiza un proceso matemático con el fin de analizar las variaciones de energía, medidas en VA y se obtiene la respectiva perdida de potencia en porcentaje, en un valor parcial, y en un valor total.
p	Cálculos de regulación.	Esta hoja de cálculo, es muy seguramente una de las más importantes dentro del grupo de hojas de cálculo de esta metodología. Por ello, esta hoja de cálculo incluye una tabla muy completa en la cual una vez ingresados los valores de longitud, corriente y potencia, para obtener el valor de la "Impedancia eficaz", haciendo uso así mismo de la tabl. 9 del capítulo 9, para extraer los valores de reactancia y resistencia en los conductores.

q	Clasificación de áreas.	Dado que este ítem de cálculo, no tiene aplicabilidad alguna en este proyecto de tipo de detallado, simplemente al acceder a esta hoja de cálculo, se muestra que no aplica para este proyecto.
r	Elaboración de diagramas unifilares.	En esta hoja de cálculo, se brinda el espacio para que se ubique el correspondiente diagrama unifilar del proyecto de instalación eléctrica al cual se le aplicó esta metodología. Por ende, al ingresar a esta hoja de cálculo, automáticamente podemos ver y analizar el diagrama unifilar en mención.
s	Elaboración de planos y esquemas eléctricos para construcción.	En esta hoja de cálculo, se brinda el espacio para que se ubiquen los correspondientes planos eléctricos del proyecto de instalación eléctrica al cual se le aplicó esta metodología. Por ende, al ingresar a esta hoja de cálculo, automáticamente podemos ver y analizar todos los planos eléctricos en mención, referentes a este proyecto.
t	Especificaciones de construcción complementarias a los planos, incluyendo las de tipo técnico de equipos y materiales y sus condiciones particulares.	Al seleccionar esta hoja de cálculo, se direcciona el acceso hacia la hoja de cálculo de la elaboración de plano y esquemas eléctricos para construcción. Así, se puede verificar el aspecto que se desee, referente a las especificaciones de construcción complementarias.
u	Establecer las distancias de seguridad requeridas.	Así como en el caso anterior, al seleccionar esta hoja de cálculo, se direcciona el acceso hacia la hoja de cálculo de la elaboración de plano y esquemas eléctricos para construcción. Así, se puede verificar el aspecto que se desee referente a las distancias de seguridad pertinentes.
v	Justificación técnica de desviación de la NTC 2050 cuando sea permitido, siempre y cuando no comprometa la seguridad de las personas o de la instalación.	Dado que este ítem de cálculo, no tiene aplicabilidad alguna en este proyecto de tipo de detallado, simplemente al acceder a esta hoja de cálculo, se muestra que no aplica para este proyecto.
w	Los demás estudios que el tipo de instalación requiera para su correcta y segura operación, tales como condiciones sísmicas, acústicas, mecánicas o térmicas.	Dado que este ítem de cálculo, no tiene aplicabilidad alguna en este proyecto de tipo de detallado, simplemente al acceder a esta hoja de cálculo, se muestra que no aplica para este proyecto.

Nota: Recopilación de aspectos desarrollados en las hojas de cálculo de la metodología RETIE. Por J. H. Garnica, 2017.

4.2 Diseño de la interfaz de usuario dentro del libro de cálculo de Excel de la metodología para el diseño de instalaciones eléctricas

Se desarrolló la interfaz de usuario de la mencionada metodología, atendiendo a dos criterios: interactividad y vistosidad. Se emplearon colores que permitieran un entorno visual agradable al usuario de este. Por ende, la gama de colores usados alude a los tonos pasteles. En ese sentido, la interfaz de usuario de la actual metodología, cuenta con soportes y ciertos mecanismos para que el ingeniero diseñador del proyecto EDIFICIO SANTA ANA ubicado en la ciudad de Santa Marta, Colombia, pueda contrastar los resultados obtenidos de sus cálculos con los valores, límites o tolerancias, expuestos en apartes de la norma. Tal descripción puede observarse en la tabla 4.9.

De igual manera, poder acceder mediante hipervínculos o enlaces a diferentes tablas, apartes de la norma (NTC 2050), y formulas, permitieron al diseñador de este proyecto obtener retroalimentación en su proceso, buscar seguridad o claridad sobre algún aspecto específico, sin necesidad de salirse del orden establecido por el RETIE, que presenta esta metodología para el diseño de una instalación eléctrica.

Debe señalarse que se utilizaron botones, enlaces, vínculos, entre otros accesorios o comandos, en virtud de lograr total interactividad del usuario con la interfaz, así el usuario de esta podía acceder a diferentes aspectos, con la facilidad de sólo oprimir un clic. Esto se llevó a cabo gracias a la extensión de programación que posee EXCEL, asignándole a un botón de comando, por ejemplo, una MACRO asociada a este.

En síntesis, la interfaz de usuario de esta metodología de diseño funciona de la siguiente forma:

- Seleccionar el tipo de diseño al que alude la instalación eléctrica a diseñar (En este caso de diseño, el tipo de proyecto escogido según las especificaciones del edificio Santana, es de tipo detallado)
- De acuerdo al tipo de diseño escogido escoger el ítem de cálculo en el cual se necesite trabajar.
- Una vez seleccionado el ítem de diseño, se debe acceder a través del botón “hoja de cálculo” a la respectiva hoja de cálculo equivalente al ítem de diseño seleccionado.

Finalmente, para retornar al menú principal de la interfaz de usuario, cada hoja cuenta con un botón denominado “Regresar principal”.

Tabla 4.2. Interfaz de usuario principal de la metodología para el diseño de instalaciones eléctricas

Tabla 2

Interfaz para el usuario aplicar la metodología en el diseño de instalaciones eléctricas según el artículo 10.1 del RETIE

METODOLOGÍA DE DISEÑO INSTALACIONES ELÉCTRICAS SEGÚN INCISO 10.1 RETIE					
NOMBRE DEL PROYECTO		EDIF. SANTA ANA		Ing. Jesús H. Garnica C.	
				UBICACIÓN: SANTA MARTA, COLOMBIA	
Metod.	Selección 1	Selección 2		Definición	Ver
10.1 RETIE	Detallado	g. Calculo de campos electromagneticos para asegurar que en espacios destinados a actividades rutinarias de las personas, no se superen los limites de exposicion definidos en la Tabla 14.1		En el artículo 14 del RETIE, se establecen los valores de máxima intensidad de campo electrico y densidad de flujo magnetico en baja frecuencia. Entiendase baja frecuencia aquella frecuencia mayor a 0 Hz, y menor o igual a 300 Hz. Para verificar que cumpla con lo expuesto por norma, se debe garantizar que los valores determinados de campo magnetico no superen los establecidos en la tabla 14.1 del RETIE. Así mismo, debe tenerse presente que si la tension que maneja el sistema es superior a 57Kv, debe realizarse un analisis de campos electromagneticos	HOJAS DE CALCULO

Nota: Interfase principal de la metodología desarrolla, en la cual se puede escoger en la selección 1 el tipo de proyecto, en la 2 el literal deseado para que de esta manera se vea la definición y se habilite el botón para acceder la hoja de cálculo correspondiente. Por J. H. Garnica, 2017.

4.2.1 Casilla dedicada a definiciones y conceptos.

Para brindar de forma inmediata al diseñador de la instalación eléctrica, el concepto principal que enmarca cada ítem de cálculo en sí, se concibió la idea de que rápidamente cuando se seleccionase un ítem de cálculo, se estableciera en una celda de la interfaz de usuario principal, unas cortas líneas dedicadas a refrescar, y recordar el concepto técnico e ingenieril del cálculo seleccionado. Nótese que, se ha expresado que para que se apruebe un proyecto de una

instalación eléctrica, por parte del ente encargado (operador de red), se debe realizar un muy bien escrito en dónde en palabras concretas, buenos gráficos, y tablas muy organizadas, se explique la razón de los valores establecidos, el motivo de los equipos seleccionados, y lo referente al criterio de diseño que claramente este de acuerdo con el cumplimiento de la norma.

Se da pues, que por cada uno de los ítems de cálculos (desde la **(a)** hasta la **(w)**), existe este mecanismo. Como prueba de ello, se puede observar la tabla 4.1 o la tabla 4.2. En la tabla 4.1 observamos que cuando se seleccionó el diseño de tipo detallado y el ítem de cálculo según el RETIE **(g)**, inmediatamente apareció en la casilla denominada definiciones, lo que se explicó en el párrafo anterior, es decir, el concepto que muestra lo que es en esencia realizar, en este caso, “El análisis y cuadros de cargas iniciales y futuras, incluyendo análisis de factor de potencia y armónicos.” Así mismo, se puede observar en la tabla 4.3, que al seleccionar la opción **(b)**, cálculo de coordinación de aislamiento, se generó inmediatamente, el concepto oportuno para este, incluso indicándose, la norma internacional que hasta la fecha rige.

Tabla 4.3. Interfaz de usuario de la metodología de diseño de instalaciones eléctricas

Tabla 3

Interfaz para el usuario aplicar la metodología en el diseño de instalaciones eléctricas según el artículo 10.1 del RETIE

METODOLOGÍA DE DISEÑO INSTALACIONES ELÉCTRICAS SEGÚN INCISO 10.1 RETIE					
NOMBRE DEL PROYECTO		EDIF. SANTA ANA		Ing. Jesús H. Garnica C.	
				UBICACIÓN: SANTA MARTA, COLOMBIA	
Metod.	Selección 1	Selección 2		Definición	Ver
10.1 RETIE	Detallado	b. Analisis de coordinacion de aislamiento electrico.		De acuerdo a la norma IEC 60071-1, mediante la coordinación de aislamiento se puede seleccionar la rigidez dielectrica de los materiales, en funcion de las tensiones que pueden aparecer en la red a la cual dichos materiales están destinados y teniendo en cuenta las condiciones ambientales.	HOJAS DE CALCULO

Nota: Interfase de usuario ubicada en el tipo de proyecto detallado y literal b. “Análisis de coordinación de aislamiento eléctrico” en la que se observa la definición correspondiente y el botón de hoja de cálculo habilitado en la columna “Ver”. Por J. H. Garnica, 2017.

Sin embargo, en aras de presentar el consolidado de todas las definiciones en función su equivalente ítem de cálculo, se presenta la tabla 5, en dónde de acuerdo con un ítem seleccionado, existe una definición establecida para ella.

Tabla 4.4. Resumen de las definiciones

Tabla 4

Resumen de las definiciones debido a la selección del ítem de cálculo realizado

Lista de definiciones por ítem de cálculo seleccionado	
a. Análisis y cuadros de cargas iniciales y futuras, incluyendo análisis de factor de potencia y armónicos.	Se debe llenar el cuadro de cargas expuesto, y dentro de este la descripción de las cargas a soportar. Tenga en cuenta balancear el tablero de distribución o panel parcial. Muy importante: Si los armónicos son menores al 15%, no es necesario hacer ajuste del conductor neutro. Para el análisis de los factores de potencia, se establece por ley que para unidades residenciales unifamiliares y multifamiliares, se puede trabajar el factor de potencia como unitario o puramente resistivo.
b. Análisis de coordinación de aislamiento eléctrico.	De acuerdo a la norma IEC 60071-1, mediante la coordinación de aislamiento se puede seleccionar la rigidez dieléctrica de los materiales, en función de las tensiones que pueden aparecer en la red a la cual dichos materiales están destinados y teniendo en cuenta las condiciones ambientales.
c. Análisis de cortocircuito y falla a tierra.	Para poder dimensionar las protecciones para cada configuración se realizan los cálculos de las intensidades de cortocircuito en la salida del transformador o en el secundario del transformador. Generalmente se desprecian los valores de impedancia de los circuitos ramales, alimentadores y acometidas, y se considera como única impedancia para efectos de cálculo, la impedancia porcentual del transformador que se seleccione para realizar el proceso de análisis de cortocircuito en bornes de este.
d. Análisis de nivel de riesgo por rayos y medidas de protección contra rayos.	Los sistemas de apantallamiento y puesta a tierra deben garantizar la protección de las personas y las edificaciones que puedan quedar expuestas a los efectos de una eventual descarga eléctrica atmosférica, por esta razón se han desarrollado normas internacionales como la IEC 62305 “ <i>Protection against lightning</i> ”, la NFPA 780 “ <i>Standard for the installation of lightning protection system</i> ” y la ANSI/IEEE 80 “ <i>Guide for safety in A.C substation grounding</i> ” A nivel nacional el Reglamento Técnico de Instalaciones Eléctricas (RETIE) y la norma NTC 4552 (1-2-3 y 4) “Protección contra descargas atmosféricas.
e. Análisis de riesgos de origen eléctrico y medidas para mitigarlos.	Para evaluar los riesgos de origen eléctrico, se debe consultar la matriz de riesgos eléctricos expuesta en el inciso 9.2, artículo 9 del capítulo 1. Los pasos realizados son los contemplados por el inciso 9.2.1 del RETIE. Este procedimiento es muy importante

	<p>dato que para los efectos mismos, el RETIE establece que una instalación eléctrica es de PELIGRO INMINENTE o de ALTO RIESGO, cuando carezca de las medidas de protección frente a condiciones donde se comprometa la salud o la vida de personas, tales como: ausencia de la electricidad, arco eléctrico, contacto directo e indirecto con partes energizadas, rayos, sobretensiones, sobrecargas, cortocircuitos, tensiones de paso, contacto y transferidas que excedan límites permitidos.</p>
f. Análisis del nivel tensión requerido.	<p>Para realizar el análisis de tensión, se debe tener en cuenta los niveles de tensión que se usaran de acuerdo a los equipos a instalar, y a la red que se tenga a disposición de acuerdo al sitio donde se realizará el diseño de la instalación. El correcto análisis de tensión es muy importante realizarse porque esto permite reducir comprar dispositivos que no puedan funcionar correctamente debido a que no se cumplen las especificaciones mínimas de potencia, y a que se delimite(n) los transformadores correspondientes que deban ser instalados.</p>
g. Calculo de campos electromagnéticos para asegurar que, en espacios destinados a actividades rutinarias de las personas, no se superen los límites de exposición definidos en la Tabla 14.1	<p>En el artículo 14 del RETIE, se establecen los valores de máxima intensidad de campo eléctrico y densidad de flujo magnético en baja frecuencia. Entiéndase baja frecuencia aquella frecuencia mayor a 0 Hz, y menor o igual a 300 Hz. Para verificar que cumpla con lo expuesto por norma, se debe garantizar que los valores determinados de campo magnético no superen los establecidos en la tabla 14.1 del RETIE.</p>
h. Calculo de transformadores incluyendo los efectos de los armónicos y factor de potencia en la carga.	<p>Con base en la proyección de la carga a instalar, se estableció según los cálculos un transformador de 500 KV, 13200/220-127V para suplir la carga de dicho proyecto. Se deben muestra las cargas instaladas y los factores de demanda utilizados para calcular la potencia del transformador, y de acuerdo a este mirar un valor comercial.</p>
i. Calculo del sistema de puesta a tierra.	<p>De acuerdo a lo expuesto en el artículo 15 del RETIE Toda instalación eléctrica que le aplique a lo que se consigna en este documento, excepto donde se indique expresamente lo contrario, tiene que disponer de un Sistema de Puesta a Tierra (SPT), para evitar que personas en contacto con la misma, tanto en el interior como en el exterior, queden sometidas a tensiones de paso, de contacto o transferidas, que superen los umbrales de soportabilidad del ser humano cuando se presente una falla.</p>
j. Calculo económico de conductores, teniendo en cuenta todos los factores de perdidas, las cargas resultantes y los costos de la energía.	<p>El cálculo económico de conductores es un estudio que se realiza con el fin de establecer en términos de dinero las pérdidas de energía debidas a la resistencia propia de cada conductor. El cálculo económico se realizará para periodos de una (1) hora, en los diferentes tramos que aplican al proyecto, iniciando en los circuitos de M.T. hasta el transformador; y finalizando en las acometidas parciales de B.T hasta cada</p>

	<p>tablero o equipo de gran potencia. Para que aplique a un proyecto las pérdidas proyectadas son inferiores al 5%, las distancias desde bornes del transformador al usuario menor a 200m.</p>
<p>k. Verificación de los conductores, teniendo en cuenta el tiempo de disparo de los interruptores, la corriente de cortocircuito de la red y la capacidad de corriente del conductor de acuerdo con la norma IEC 60909, IEEE 242, capítulo 9 o equivalente.</p>	<p>El proceso de verificación de conductor, es básicamente un análisis, el cual se sirve de comparar la corriente máxima que puede soportar el conductor seleccionado, con la corriente máxima o corriente de corto que podría presentarse a través del mismo. Así mismo, se presenta un resumen del calibre y tipo de conductor que se ha seleccionado para M.T y B.T del proyecto o instalación. Finalmente, se presentan estos valores teniendo en cuenta el tiempo de disparo de las protecciones calculas y coordinadas para cada uno de los tramos del diseño.</p>
<p>l. Calculo mecánico de estructuras y de elementos de sujeción de equipos.</p>	<p>El cálculo mecánico de estructuras y elementos de sujeción de equipos, se realiza con el fin de verificar que los diseños, materiales empleados, forma constructiva y montaje de la estructura garanticen el cumplimiento de los requerimientos mecánicos a los que pueda estar sometida. Cómo debe conocerse, tales componentes mecánicos están sometidos permanentemente a esfuerzos y deformación bien sea por el efecto mecánico que se produce luego de una falla, por ejemplo, por el peso mismo de los dispositivos a sujetar y por el efecto del viento.</p>
<p>m. Calculo y coordinación de protecciones contra sobre corrientes. En baja tensión se permite la coordinación con las características de limitación de corriente de los dispositivos según IEC 60947-2 Anexo A.</p>	<p>El procedimiento de calcular y coordinar las protecciones de sobre corrientes, se realiza con el objetivo principal de verificar que los tiempos de acción de las diferentes protecciones eléctricas que forman parte del proyecto o instalación eléctrica, se encuentren debidamente coordinados según su ubicación en el plano general de la instalación eléctrica.</p> <p>Para elaborar la coordinación, es necesario poseer las curvas que suministran los fabricantes de cada una de las protecciones a instalar definiendo inicialmente el tipo de curva a trabajar (normalmente inversa, inversa, entre otras), la corriente de arranque, el dial de la protección más alejada del punto de la presunta falla, y la curva que otorga el operador de red respectivo. Para tal coordinación cabe resaltar que se disponen de diferentes softwares que permiten realizar este proceso.</p>
<p>n. Cálculos de canalizaciones (tubo, ductos, canaletas y electro ductos) y volumen de encerramientos (cajas, tableros, canaletas, etc.).</p>	<p>Realizar el cálculo de canalizaciones que soporten o lleven a los conductores, concierne realizar una descripción de forma organizada en dónde se incluye el tipo de material, el calibre de los conductores, para que se usa tal calibre, la sección de los calibres en milímetros cuadrados, el ducto y el material que se usa para los ductos, y la finalmente la ocupación porcentual de los ductos.</p>

o. Cálculos de pérdidas de energía, teniendo en cuenta los efectos de armónicos y factor de potencia.	Dado que cuando se desea realizar alguna clase de diseño o ejecución de algún menester que aborde la ingeniería moderna, este proceso no se logra bajo condiciones totalmente ideales y muchos de ellos tampoco bajo condiciones estáticas, de ahí que diseñar instalaciones eléctricas también carece de este aspecto. Por ende, esta clase de condiciones no ideales, hace que se presenten pérdidas que se atribuyen a diferentes motivos. Por ende, se deben calcular tales pérdidas para cada tramo de la instalación eléctrica, desde la acometida general de M.T. hasta las acometidas parciales que llegan a cada tablero de distribución. Así mismo, es muy importante considerar el efecto de los armónicos y del factor de potencia.
p. Cálculos de regulación.	Realizar un proceso de regulación de voltaje en los conductores es un procedimiento totalmente necesario, dado el hecho de que la resistividad es un parámetro que depende dentro de otros aspectos a la longitud de este. Por ende, resulta necesario verificar mediante ciertas expresiones matemáticas que el voltaje no disminuya a un nivel no permitido tanto técnica como reglamentariamente. Este nivel no debe superar el 3%. Si sucede debe proceder a cambiarse el calibre del conducto
q. Clasificación de áreas.	El proceso de clasificación de áreas de una instalación eléctrica, se debe realizar según lo que expone el RETIE en su artículo 28 REQUISITOS ESPECÍFICOS SEGÚN EL TIPO DE INSTALACIÓN. Por ende, de acuerdo a las cualidades o características intrínsecas que deban agregarse o tenerse en cuenta para los cálculos y el respectivo diseño, se establece el tipo de área de la instalación a usar. El concepto de área, más bien recae en el hecho de rotular a la instalación en un tipo específico. Tales tipos de instalación que nos permiten clasificar a las futuras instalaciones eléctricas a diseñar en grupos, se encuentran en este mismo artículo del RETIE (28).
r. Elaboración de diagramas unifilares.	Según la norma internacional NFPA 70 de la cual se sirve nuestro código eléctrico NTC 2050, Un diagrama que muestra por medio de líneas sencillas y símbolos gráficos, el curso de un circuito eléctrico o sistema de circuitos y los dispositivos o partes componentes utilizados en el circuito o sistema.
s. Elaboración de planos y esquemas eléctricos para construcción.	Elaborar los planos eléctricos de forma correcta, es un punto para la respectiva aprobación de cualquier proyecto eléctrico. Gracias a este aspecto, se puede mostrar entre otras cosas, la distribución y/o ubicación de los tableros, armarios de medidores, transformador y demás equipos eléctricos; así como la ubicación de las acometidas, alimentadores, y los diferentes circuitos, en conjunto con las luminarias y las salidas de potencia (receptáculo).

t. Especificaciones de construcción complementarias a los planos, incluyendo las de tipo técnico de equipos y materiales y sus condiciones particulares.	Tales especificaciones técnicas, brindan una información adicional con respecto a los equipos empleados, para medir, proteger y censar tanto variables como otra clase de equipos. Por ende, es importante conocer ciertos datos técnicos de estos equipos para fines de mantenimiento y demás.
u. Establecer las distancias de seguridad requeridas.	En el artículo 13 del RETIE, se establece que la manera más efectiva de prevención contra el riesgo eléctrico, es guardar una determinada distancia respecto a las partes energizadas, puesto que el aire es un excelente aislante. Por ende, este es un criterio muy importante a tener en cuenta en la etapa de diseño, dentro de las cuales se deben tener en cuantas diferentes distancias bajo ciertas situaciones y ciertos niveles de voltaje.
v. Justificación técnica de desviación de la NTC 2050 cuando sea permitido, siempre y cuando no comprometa la seguridad de las personas o de la instalación.	Toda desviación técnica de la NTC2050, mientras sea permitido, debe ser amparado por ley, por ende, esta clase de excepciones a la norma deben ser documentadas.
w. Los demás estudios que el tipo de instalación requiera para su correcta y segura operación, tales como condiciones sísmicas, acústicas, mecánicas o térmicas.	Tales estudios adicionales, van a conformidad de las características particulares de la instalación.

Nota: Cuadro de resumen de definiciones implementadas en la metodología de cada uno los literales del Art. 10.1 del RETIE. Por J. H. Garnica, 2017.

Capítulo 5: Resultados obtenidos de la aplicación de la metodología de diseño de instalaciones eléctricas en el proyecto de diseño de tipo detallado Edificio Santana

En este capítulo, se exponen los resultados de los diversos ítems en los que fue necesario implementar para su desarrollo, un proceso de cálculo mediante la aplicación de la NTC-2050, el RETIE, otras normas técnicas colombianas e internacionales, pertinentes para los diferentes cálculos de una instalación de tipo detallado, tal como lo es el proyecto edificio Santana ubicado en la ciudad de Santa Marta, Colombia.

5.1 Cuadros de carga y análisis de armónicos

A continuación, se presentan los cuadros de carga realizados para cada uno de los tipos de apartamentos del proyecto de instalación eléctrica edificio Santana de la ciudad de Santa Marta, así como de los diversos tableros usados en la instalación. Vale aclarar, que se diseñó un tipo de cuadro de carga para cada uno de los diferentes tipos o modelos de apartamentos que tiene el edificio en sus diversos pisos. Como puede observarse, se presentan 4 tipos de apartamentos (01-02-03-04), lo cual alude a presentar los cuatro cuadros de carga de dichos modelos de apartamentos.

Asimismo, se presentan los siguientes cuadros de carga:

- Áreas comunes.
- Salón social.
- Cuarto de máquinas azotea.
- Motores sótano.
- Parqueaderos.
- Bomba contra incendio.

Por efectos de calidad en la visualización de las imágenes de los cuadros de carga, se configura la página de forma horizontal, tal como se aprecia en las páginas siguientes.

Tabla 5.1. Resultado cuadro de carga tablero de distribución apartamentos tipo 01

Tabla 1

Cuadro de cargas apartamento tipo 01, contemplando salidas eléctricas, carga en VA, conductor, ducto y protecciones

CUADRO DE CARGAS TABLERO DE DISTRIBUCION APARTAMENTOS TIPO 01 (TD-301, TD-401, TD-501, TD-601, TD-701, TD-801, 901, 1001, 1101,																	
VOLTAJE DE SUMINISTRO:						220		LOCALIZACION:				ENTRADA					
								TIPO DE MONTAJE :				EMPOTRADO					
CTO	DESCRIPCION	TOMAS 110V	LUCES	EXTRACTOR	ARTEFACTOS DE COCINA	LAVADORA Y PLANCHAS	AA-AA		CARGA	FASES		CONDUCTOR				DUCTO	PROTECCION
		M.S. 9000 BTU	M.S. 18000 BTU	R	S	A	FASE	NEUTRO		TIERRA							
		180 VA	25 VA						50VA		1800 VA	1800 VA	900 VA	1800 VA	VA		
1	CIRCUITO DE ARTEFACTOS DE COCINA				4				1,800	1,800		18	12	12	12	1/2"	1X20A
3	CIRCUITO DE LAVADORA Y PLANCHA					2			1,800		1,800	18	12	12	12	1/2"	1X20A
2	TOMAS ALCOBAS 2 Y 3	8							1,800	1,800		18	12	12	12	1/2"	1X20A
4	TOMAS ALCOBA PRINCIPAL, BAÑOS	8							1,800		1,800	18	12	12	12	1/2"	1X20A
5	TOMAS SALA COMEDOR, CUARTO DE SERVICIO	8							1,800	1,800		18	12	12	12	1/2"	1X20A
7	CIRCUITO LUCES		29	4					925		925	9	12	12	12	1/2"	1X20A
6-8	A.A ALCOBA PRINCIPAL						1		900	450	450	5	12	12	12	1/2"	2X15A
9-11	A.A ALCOBA 2						1		900	450	450	5	12	12	12	1/2"	2X15A
10-12	A.A ALCOBA 3						1		900	450	450	5	12	12	12	1/2"	2X15A
13-15	A.A SALA, COMEDOR							1	1,800	900	900	10	12	12	12	1/2"	2X15A
14,16	RESERVA								1,500	750	750	15					
TOTAL INSTALADO		24	29	4	4	2	3	1	15,925	8,400	7,525						
CALCULOS ACOMETIDA																	
AREA APARTAMENTOS (M2)		117.5	ALUMBRADO Y OTROS ARTEFACTO S								I DEMANDA		44.44				
CARGA ALUMBRADO (VA/M2)		32	PRIMEROS 3000 AL 100%				3,000				I DEMANDA AL 125%		55.55				
TOTAL CARGA		3760.00	DE 3001 A 125000 AL 35%				1,526				CONDUCTOR SELECCIONADO						
#CIRCUITOS DE 20A		3	CARGA A.A AL 100%				4,500				FASE		13,29mm2 (6AWG) Cu THHN				
			RESERVA AL 50%				750				NEUTRO		13,29mm2 (6AWG) Cu THHN				
			TOTAL				9,776				TIERRA		5,25mm2 (10AWG) Cu THHN				
											PROTECCION		2X60A				
											DUCTO		CONDUIT PVC DE 3/4"Ø				

Nota: Cuadro de carga para los apartamentos TIPO 01, en el que se especifica el circuito, su descripción, la carga conectada, cantidad de carga, balanceo de fases, tipo de conductor, ducto y protección utilizado. Por J. H. Garnica, 2017.

Tabla 5.2. Resultado cuadro de carga tablero de distribución apartamentos tipo 02

Tabla 2

Cuadro de cargas apartamento tipo 02, contemplando salidas eléctricas, carga en VA, conductor, ducto y protecciones

CUADRO DE CARGAS TABLERO DE DISTRIBUCION APARTAMENTOS TIPO 02 (TD-302, TD-402, TD-502, TD-602, TD-702, TD-802, 902, 1002, 1102,																		
VOLTAJE DE SUMINISTRO:					220					LOCALIZACION:					ENTRADA			
										TIPO DE MONTAJE :					EMPOTRADO			
CTO	DESCRIPCION	TOMAS 110V	LUCES	EXTRACTOR	ARTEFACTOS DE COCINA	LAVADORA Y PLANCHAS	AA.AA		CARGA	FASES		CONDUCTOR				DUCTO	PROTECCI N	
		180 VA	25 VA	50VA	1800 VA	1800 VA	M.S. 9000 BTU	M.S. 18000 BTU		R	S	A	FASE	NEUTRO	TIERRA			
							900 VA	1800 VA										
1	CIRCUITO DE ARTEFACTOS DE COCINA				3				1,800	1,800		14	12	12	12	1/2"	1X20A	
3	CIRCUITO DE LAVADORA Y PLANCHA					1			1,800		1,800	18	12	12	12	1/2"	1X20A	
2	TOMAS ALCOBAS 2 Y 3	9							1,800	1,800		18	12	12	12	1/2"	1X20A	
4	TOMAS ALCOBA PRINCIPAL, SALA COMEDOR	10							1,800		1,800	18	12	12	12	1/2"	1X20A	
5	CIRCUITO LUCES		26	3					800	800		8	12	12	12	1/2"	1X20A	
6-8	A.A ALCOBA PRINCIPAL						1		900	463	463	5	12	12	12	1/2"	2X15A	
7-9	A.A ALCOBA 2						1		900	450	450	5	12	12	12	1/2"	2X15A	
10-12	A.A ALCOBA 3						1		900	450	450	5	12	12	12	1/2"	2X15A	
11-13	A.A SALA, COMEDOR							1	1,800	450	450	10	12	12	12	1/2"	2X15A	
	RESERVA								1,500	750	750							
TOTAL INSTALADO		19	26	3	3	1	3	1	14,000	6962.5	6162.5							
CALCULOS ACOMETIDA																		
AREA APARTAMENTOS (M2)		102.5									I DEMANDA		43.67					
CARGA ALUMBRADO (VA/M2)		32			PRIMEROS 3000 AL 100%		3,000				I DEMANDA AL 125%		54.59					
TOTAL CARGA		3,278			DE 3001 A 125000 AL 35%		1,357				CONDUTOR SELCCIONADO							
#CIRCUITOS DE 20A		2			CARGA A.A AL 100%		4,500				FASE		13,29mm2 (6AWG) Cu THHN					
					RESERVA AL 50%		750				NEUTRO		13,29mm2 (6AWG) Cu THHN					
											TIERRA		5,25mm2 (10AWG) Cu THHN					
											PROTECCION		2X60A					
											DUCTO		CONDUIT PVC DE 3/4"ø					
TOTAL							9,607											

Nota: Cuadro de carga para los apartamentos TIPO 02, en el que se especifica el circuito, su descripción, la carga conectada, cantidad de carga, balanceo de fases, tipo de conductor, ducto y protección utilizado. Por J. H. Garnica, 2017.

Tabla 5.3. Resultado cuadro de carga tablero de distribución apartamentos tipo 03

Tabla 3

Cuadro de cargas apartamento tipo 03, contemplando salidas eléctricas, carga en VA, conductor, ducto y protecciones

CUADRO DE CARGAS TABLERO DE DISTRIBUCION APARTAMENTOS TIPO 03 (TD-303, TD-403, TD-503, TD-603, TD-703, TD-803, 903, 1003, 1103,																	
VOLTAJE DE SUMINISTRO:				220				LOCALIZACION:				ENTRADA					
								TIPO DE MONTAJE:				EMPOTRADO					
CTO	DESCRIPCION	TOMAS 110V	LUCES	EXTRACTOR	ARTEFACTOS DE COCINA	LAVADORA Y PLANCHAS	AA.AA		CARGA	FASES		CONDUCTOR				DUCTO	PROTECCION
		180 VA	25 VA	50VA	1800 VA	1800 VA	M.S. 9000 BTU	M.S. 18000 BTU		R	S	A	FASE	NEUTRO	TIERRA		
							900 VA	1800 VA									
1	CIRCUITO DE ARTEFACTOS DE COCINA				3				1,800	1,800		14	12	12	12	1/2"	1X20A
3	CIRCUITO DE LAVADORA Y PLANCHA					1			1,800		1,800	18	12	12	12	1/2"	1X20A
2	TOMAS ALCOBAS 2 Y 3	9							1,620	1,620		16	12	12	12	1/2"	1X20A
4	TOMAS ALCOBA PRINCIPAL, SALA COMEDOR	9							1,620		1,620	16	12	12	12	1/2"	1X20A
5	CIRCUITO LUCES		25	3					775	775		8	12	12	12	1/2"	1X20A
6-8	A.A ALCOBA PRINCIPAL						1		900	463	463	5	12	12	12	1/2"	2X15A
7-9	A.A ALCOBA 2						1		900	450	450	5	12	12	12	1/2"	2X15A
10-12	A.A ALCOBA 3						1		900	450	450	5	12	12	12	1/2"	2X15A
11-13	A.A SALA, COMEDOR							1	1,800	450	450	10	12	12	12	1/2"	2X15A
	RESERVA								1,500	750	750						
TOTAL INSTALADO		18	25	3	3	1	3	1	13,615	6757.5	5982.5						
CALCULOS ACOMETIDA																	
AREA APARTAMENTOS (M2)		103.8							I DEMANDA		43.7						
CARGA ALUMBRADO (VA/M2)		32			PRIMEROS 3000 AL 100%		3,000	I DEMANDA AL 125%		54.7							
TOTAL CARGA		3,320			DE 3001 A 125000 AL 35%		1,372	CONDUTOR SELCCIONADO									
#CIRCUITOS DE 20A		2			CARGA A.A AL 100%		4,500	FASE		13,29mm2 (6AWG) Cu THHN							
					RESERVA AL 50%		750	NEUTRO		13,29mm2 (6AWG) Cu THHN							
								TIERRA		5,25mm2 (10AWG) Cu THHN							
TOTAL							9,622	PROTECCION		2X60A							
								DUCTO		CONDUIT PVC DE 3/4"ø							

Nota: Cuadro de carga para los apartamentos TIPO 03, en el que se especifica el circuito, su descripción, la carga conectada, cantidad de carga, balanceo de fases, tipo de conductor, ducto y protección utilizado. Por J. H. Garnica, 2017.

Tabla 5.4. Resultado cuadro de carga tablero de distribución apartamentos tipo 04

Tabla 4

Cuadro de cargas apartamento tipo 04, contemplando salidas eléctricas, carga en VA, conductor, ducto y protecciones

CUADRO DE CARGAS TABLERO DE DISTRIBUCION APARTAMENTOS TIPO 04 (TD-304, TD-404, TD-504, TD-604, TD-704, TD-804, 904, 1004, 1104,																	
VOLTAJE DE SUMINISTRO:						LOCALIZACION:						ENTRADA					
220						TIPO DE MONTAJE :						EMPOTRADO					
CTO	DESCRIPCION	TOMAS 110V	LUCES	EXTRACTOR	ARTEFACTOS DE COCINA	LAVADORA Y PLANCHAS	A.A.AA		CARGA VA	FASES		CONDUCTOR				DUCTO DIAM	PROTECCION A
		180 VA	25 VA	50VA	1800 VA	1800 VA	M.S. 9000 BTU	M.S. 18000 BTU		R	S	A	FASE	NEUTRO	TIERRA		
1	CIRCUITO DE ARTEFACTOS DE COCINA				3				1,800	1,800		14	12	12	12	1/2"	1X20A
3	CIRCUITO DE LAVADORA Y PLANCHA					1			1,800		1,800	18	12	12	12	1/2"	1X20A
2	TOMAS ALCOBAS 2 Y 3, ALCOBA SERVICIO	10							1,800	1,800		18	12	12	12	1/2"	1X20A
4	TOMAS ALCOBA PRINCIPAL, SALA COMEDOR	9							1,620		1,620	16	12	12	12	1/2"	1X20A
5	CIRCUITO LUCES		25	3					775	775		8	14	14	14	1/2"	1X15A
6-8	A.A ALCOBA PRINCIPAL						1		900	463	463	5	12	12	12	1/2"	2X15A
7-9	A.A ALCOBA 2						1		900	450	450	5	12	12	12	1/2"	2X15A
10-12	A.A ALCOBA 3						1		900	450	450	5	12	12	12	1/2"	2X15A
11-13	A.A SALA, COMEDOR							1	1,800	450	450	10	12	12	12	1/2"	2X15A
	RESERVA								1,500	750	750						
TOTAL INSTALADO		19	25	3	3	1	3	1	13,795	6937.5	5982.5						
CALCULOS ACOMETIDA																	
AREA APARTAMENTOS (M2)		118.4							I DEMANDA		44.5						
CARGA ALUMBRADO (VA/M2)		32							I DEMANDA AL 125%		55.6						
TOTAL CARGA		3,787							CONDUCTOR SELECCIONADO								
#CIRCUITOS DE 20A		3							FASE		13,29mm2 (6AWG) Cu THHN						
									NEUTRO		13,29mm2 (6AWG) Cu THHN						
									TIERRA		5,25mm2 (10AWG) Cu THHN						
									PROTECCION		2X60A						
									DUCTO		CONDUIT PVC DE 3/4"Ø						
									TOTAL		9,786						

Nota: Cuadro de carga para los apartamentos TIPO 04, en el que se especifica el circuito, con su descripción, carga conectada, cantidad de carga, balanceo de fases, tipo de conductor, ducto y protección utilizado. Por J. H. Garnica, 2017.

Tabla 5.5. Resultado cuadro de carga tablero de distribución áreas comunes

Tabla 5

Cuadro de cargas tablero de distribución áreas comunes, contemplando salidas eléctricas, carga en VA, conductor, ducto y protecciones

CUADRO DE CARGAS TABLERO DE DISTRIBUCION AREAS COMUNES(TD - AC)											
VOLTAJE DE SUMINISTRO: 220 V BARRAJE : 431				LOCALIZACION: TIPO DE MONTAJE :				ENTRADA EMPOTRADO			
CTO	DESCRIPCION	CARGA	FASES			CONDUCTOR				DUCTO	PROTECCION
		VA	R	S	T	A	FASE	NEUTRO	TIERRA	DIAM	A
1-3-5	TD-MTS (MOTORES SOTANO)	21,659	7,220	7,220	7,220	80	4	4	8	1"	3X80A
2-4-6	TD-CMA (ASCENSOR, BOMBAS)	32,735	10,912	10,912	10,912	118	1/0	2	8	1 1/4"	3X125A
7-9-11	TD-PSA (PISCINA)	5,000	1,667	1,667	1,667	16	10	10	12	1/2"	3X20A
8-10-12	TD-SSO (SALON SOCIAL)	17,685	5,685	6,185	6,565	58	6	6	10	3/4"	3X60A
13-15-17	TD-LTP LUCES TOMAS PARQUEADER	14,815	4,917	5,794	4,854	49	6	6	10	1"	3X60A
14-16-18	TD-BCI (BOMBAS CONTRA INCENDIO)*	4,382	1,461	1,461	1,461	62	4	4	8	1"	
TOTAL INSTALADO		96,276	31,861	33,238	32,678	316	500	4/0	2	3"	3X330A

Nota: Cuadro de carga tablero de distribución áreas comunes TD-AC, en el que se especifica cada circuito, con su descripción, carga conectada, cantidad de carga en VA, balanceo de fases, corriente, calibre del conductor, ducto y protección utilizado. Por J. H. Garnica, 2017.

Tabla 5.6. Resultado cuadro de carga tablero de distribución salón social

Tabla 6

Cuadro de cargas tablero de distribución salón social, contemplando salidas eléctricas, carga en VA, conductor, ducto y protecciones

CUADRO DE CARGAS TABLERO DE DISTRIBUCION SALON SOCIAL (TD - SSO)																
VOLTAJE DE SUMINISTRO: 220 V							LOCALIZACION:				ENTRADA EMPOTRADO					
							TIPO DE MONTAJE :									
CTO	DESCRIPCION	TOMAS	LUCES		EXTRACTOR	A.A		CARGA	FASES				CONDUCTOR			
		TOMAS 110V	25 VA	18 VA	50 VA	M.S. 72000 BTU	M.S. 18000 BTU		R	S	T	A	FASE	NEUTRO	TIERRA	DUCTO
		180VA				7200 VA	1800 VA									
1	ILUMINACIÓN SALON SOCIAL		20					500	500			5	14	14	14	1/2"
3	ILUMINACIÓN PASILLO Y GIMNASIO		20		4			700		700		7	14	14	14	1/2"
5	TOMAS SALON SOCIAL	3						540			540	5	12	12	12	1/2"
2	TOMA SALON SOCIAL	4						720	720			7	12	12	12	1/2"
4	TOMA SALON SOCIAL	1						1,800		1,800		18	12	12	12	1/2"
6	TOMAS COCINETA	2						1,800			1,800	18	12	12	12	1/2"
7	TOMAS GIMNASIO	3						540	540			5	12	12	12	1/2"
9	TOMAS GIMNASIO	2						360		360		4	12	12	12	1/2"
8	ILUMINACIÓN TERRAZA PISCINA		17					425			425	4	14	14	14	1/2"
10	LUCES EXTERIOR TANQUE ELEVACIÓN		5					125	125			1	14	14	14	1/2"
12	ILUMINACIÓN TERRAZA SOCIAL		17					425		425		4	14	14	14	1/2"
14-16-18	A.A SALON SOCIAL					1		7,200	2,400	2,400	2,400	24	10		10	3/4"
11-13	A.A GIMNASIO						1	1,800	900		900	10	12		12	1/2"
	RESERVA							1,500	500	500	500					
TOTAL INSTALADO		15	79					17,685	5,685	6,185	6,565	58	6	6	10	3/4"

Nota: Cuadro de carga tablero de distribución salón social TD-SSO, en el que se especifica cada circuito, con su descripción, carga conectada, cantidad de carga en VA, balanceo de fases, corriente, calibre del conductor, ducto y protección utilizado. Por J. H. Garnica, 2017.

Tabla 5.7. Resultado cuadro de carga tablero de distribución máquinas de la azotea

Tabla 7

Cuadro de cargas tablero de distribución máquinas de la azotea, contemplando salidas eléctricas, carga en VA, conductor, ducto y protecciones

CUADRO DE CARGAS TABLERO DE DISTRIBUCION CUARTO DE MAQUINAS AZOTEA (TD - CMA)															
VOLTAJE DE SUMINISTRO:		220				LOCALIZACION:				ENTRADA					
BARRAJE :		250				TIPO DE MONTAJE :				EMPOTRADO					
CTO	DESCRIPCION	TOMAS	MOTORES		LUCES	CARGA	FASES			CONDUCTOR				DUCTO	PROTECCION
		ESPECIALES	15HP	3HP	HERMETICA		R	S	T	A	FASE	NEUTRO	TIERRA		
					18VA										
38,412	ASCENSOR		1			13,147	4,382	4,382	4,382	43	6		10	3/4"	3X50A
38,809	ASCENSOR		1			13,147	4,382	4,382	4,382	43	6		10	3/4"	3X50A
40,793	BOMBA PRESION AZOTEA			1		2,629	876	876	876	9	12		12	1/2"	3X15A
41,190	BOMBA PRESION AZOTEA			1		2,629	876	876	876	9	12		12	1/2"	3X15A
13	LUCES Y TOMAS CUARTO MAQUINAS AZOTEA	2			4	432	432			4	12	12	12	1/2"	1X20A
13-15-17	RESERVA					1,500	500	500	500						
TOTAL INSTALADO						32,735	11,450	11,018	11,018	118	1/0	2	8	1 1/2"	3X125A

Nota: Cuadro de carga tablero de distribución cuarto de máquinas azotea TD-CMA, en el que se especifica cada circuito, con su descripción, carga conectada, cantidad de carga en VA, balanceo de fases, corriente, calibre del conductor, ducto y protección utilizado. Por J. H. Garnica, 2017.

Tabla 5.8. Resultado cuadro de carga tablero de distribución motores sótano

Tabla 8

Cuadro de cargas tablero de distribución motores sótano, contemplando salidas eléctricas, carga en VA, conductor, ducto y protecciones

CUADRO DE CARGAS TABLERO DE DISTRIBUCION MOTORES SOTANO (TD - MTS)																
VOLTAJE DE SUMINISTRO:		220				LOCALIZACION:				ENTRADA						
BARRAJE:		250				TIPO DE MONTAJE:				EMPOTRADO						
CTO	DESCRIPCION	TOMAS	MOTORES				CARGA	FASES			CONDUCTOR				DUCTO	PROTECCION
		ESPECIALES	12HP	5HP	3HP	1,5HP		R	S	T	A	FASE	NEUTRO	TIERRA		
							VA								DIAM	A
1-3-5	BOMBA LLENADO TANQUES		1				10,518	3,506	3,506	3,506	35	8		10	3/4"	3X40A
2-4-6	BOMBA LLENADO TANQUES		1				10,518	3,506	3,506	3,506	35	8		10	3/4"	3X40A
7-9-11	BOMBA SUMERGIBLE				1		2,629	3,506	3,506	3,506	9	12		12	1/2"	3X15A
8-10-12	BOMBA ACHIQUE			1			4,382	3,506	3,506	3,506	14	12		12	1/2"	3X15A
13-15	MOTOR PORTON					1	1,315	657	657		7	12		12	1/2"	2X15A
16-18	MOTOR PORTON					1	1,315		657	657	7	12		12	1/2"	2X15A
16	RESERVA						1,500	500	500	500						
	TOTAL INSTALADO						21,659	15,181	15,838	15,181	80	4	4	8	1"	3X80A

Nota: Cuadro de carga tablero de distribución motores sótano TD-MTS, en el que se especifica cada circuito, con su descripción, carga conectada, cantidad de carga en VA, balanceo de fases, corriente, calibre del conductor, ducto y protección utilizado. Por J. H. Garnica, 2017.

Tabla 5.9. Resultado cuadro de carga tablero de distribución luces y tomas parqueaderos, escaleras

Tabla 9

Cuadro de cargas tablero de distribución luces y tomas parqueaderos, contemplando salidas eléctricas, carga en VA, conductor, ducto y protecciones

CUADRO DE CARGAS TABLERO DE DISTRIBUCION LUCES Y TOMAS PARQUEADEROS, ESCARLERAS (TD - LTP)																
VOLTAJE DE SUMINISTRO:			220								ENTRADA EMPOTRADO					
CTO	DESCRIPCION	TOMAS	LUCES				CARGA	FASES			CONDUCTOR				DUCTO	PROTECCION
		TOMAS 110V	LAMPARA HERMETICAS		LAMPARA			R	S	T	A	FASE	NEUTRO	TIERRA		
		180VA	40VA	18VA	25VA	35VA										
1	LUCES PARQUEADERO SOTANO		21				840	840			8	14	14	14	1/2"	1X15A
3	LUCES PARQUEADERO SOTANO			17	2		356		356		4	14	14	14	1/2"	1X15A
5	TOMAS PARQUEADERO SOTANO	4					720			720	7	12	12	12	1/2"	1X20A
2	TOMAS PARQUEADERO SOTANO	3					540	540			5	12	12	12	1/2"	1X20A
4	LUCES PARQUEADERO 1ER PISO		2	16	15		743		743		7	14	14	14	1/2"	1X15A
6	LUCES PARQUEADERO 1ER PISO		20				800			800	8	14	14	14	1/2"	1X15A
7	TOMAS PARQUEADERO 1ER PISO	4					720	720			7	12	12	12	1/2"	1X20A
9	TOMAS PARQUEADERO 1ER PISO	4					720		720		7	12	12	12	1/2"	1X20A
11	LUCES PARQUEADERO 2DO PISO		18				720			720	7	14	14	14	1/2"	1X15A
8	LUCES PARQUEADERO 2DO PISO			19	1		367	367			4	14	14	14	1/2"	1X15A
10	TOMAS PARQUEADERO 2DO PISO	5					900		900		9	12	12	12	1/2"	1X20A
12	LUCES HALL 3ER PISO			23			414			414	4	14	14	14	1/2"	1X15A
13	TERRAZA COMUNES 3ER PISO				10		250	250			2	14	14	14	1/2"	1X15A
15	LUCES HALL 4-5 PISO				34		850		850		8	14	14	14	1/2"	1X15A
17	LUCES HALL 6-7 PISO				34		850			850	8	14	14	14	1/2"	1X15A
14	LUCES HALL 8-9 PISO				34		850	850			8	12	12	12	1/2"	1X15A
16	LUCES HALL 10-11 PISO				34		850		850		8	12	12	12	1/2"	1X15A
18	LUCES HALL 12-13 PISO				34		850			850	8	12	12	12	1/2"	1X15A
19	LUCES HALL 14-15 PISO				34		850	850			8	12	12	12	1/2"	1X15A
21	LUCES EXTERIORES					25	875		875		9	12	12	12	1/2"	1X15A
	RESERVA						1,500	500	500	500						
TOTAL INSTALADO		20	61	75	232		15,565	4,917	5,794	4,854	51	6	6	10	1"	3X60A

Nota: Cuadro de carga tablero de distribución luces y tomas parqueadero y escaleras TD-LTP, en el que se especifica cada circuito, con su descripción, carga conectada, cantidad de carga en VA, balanceo de fases, corriente, calibre del conductor, ducto y protección utilizado. Por J. H. Garnica, 2017.

Tabla 5.10. Resultado cuadro de carga tablero de distribución bomba contra incendio

Tabla 10

Cuadro de cargas tablero de distribución bomba contra incendio, contemplando salidas eléctricas, carga en VA, conductor, ducto y protecciones

CUADRO DE CARGAS TABLERO DE DISTRIBUCION BOMBA CONTRA INCENDIO (TD - BCI)													
VOLTAJE DE SUMINISTRO:				LOCALIZACION:				ENTRADA					
BARRAJE:				TIPO DE MONTAJE:				EMPOTRADO					
CTO	DESCRIPCION	MOTORES		CARGA	FASES			CONDUCTOR				DUCTO	PROTECCION
		20HP	5HP		VA	R	S	T	A	FASE	NEUTRO	TIERRA	
1-3-5	BOMBA CONTRA INCENDIO	1		17,529	5,843	5,843	5,843	58	6			10	3/4"
2-4-6	BOMBA JOCKEY		1	4,382	1,461	1,461	1,461	14	12			12	5
	RESERVA			1,500	500	500	500						
TOTAL INSTALADO				19,029	7,804	7,804	7,804	62	4	4	8	1"	

Nota: Cuadro de carga tablero de distribución bomba contra incendio TD-BCI, se especifica cada circuito, con su descripción, carga conectada, cantidad de carga en VA, balanceo de fases, corriente, calibre del conductor, ducto y protección utilizado. Por J. H. Garnica, 2017.

5.2 Coordinación de aislamiento

En esta sección, se presentan resultados obtenidos para el cálculo de la coordinación de aislamiento de los componentes y elementos a instalar en la instalación eléctrica del edificio Santana de la ciudad de Santa Marta, Colombia.

Tabla 5.11. Resultado coordinación de aislamiento

Tabla 11

Análisis de coordinación de aislamiento eléctrico

COORDINACIÓN DE AISLAMIENTO										Regresar principal	
		Ayuda				Ayuda	Ayuda		Ayuda		Corroborar
Tension nominal (Kv)	Tension maxima (KV)	KI	KM	Tension nominal del descargador	Factor de seguridad que relaciona BSL y BIL	NPR	NPM	BIL (Minimo calculado para aislamiento o de impulso tipo rayo)	BIL NORMALIZADO	BSL (Tension soportada para impulso tipo maniobra)	Kb
13.8	15.18	1.25	1.15	10.95522136	aire	75	35	93.75	95	71.25	2.035714286
					Valor						
					0.75						

Nota: Análisis de aislamiento eléctrico teniendo en cuenta la tensión nominal, máxima y los demás coeficientes para el cálculo del BIL. Por J. H. Garnica, 2017.

5.3 Análisis de cortocircuito y falla a tierra

En esta sección, se presentan resultados obtenidos para el cálculo de las corrientes de cortocircuito y falla a tierra en la instalación eléctrica del edificio Santana de la ciudad de Santa Marta, Colombia. Asimismo, los datos de red necesarios para este proceso

Tabla 5.12. Datos de la red de MT

Tabla 12

Análisis de impedancia de la red de media tensión en el punto de conexión

DATOS DE LA RED MT EN PUNTO DE CONEXIÓN		
Potencia de cortocircuito 3 \emptyset (MVA)	263.55	
Corriente de cortocircuito 3 \emptyset (kA)	11.014	
R 3 \emptyset (Ω)	0.248	
X 3 \emptyset (Ω)	1.328	Impedancia
Zcc 3 \emptyset (Ω)	0.248+ j1.328	1.35
Potencia de cortocircuito 1 \emptyset (MVA)	64.576	
Corriente de cortocircuito 1 \emptyset (kA)	8.105	
R 1 \emptyset (Ω)	0.514	
X 1 \emptyset (Ω)	3.090	Impedancia
Z ₀ (Ω)	0.514+ j3.09	3.13

Nota: Datos de la red de media tensión en el punto de conexión proporcionados por el operador de energía eléctrica de la región, para el cálculo de la impedancia en caso de cortocircuito en los bornes primarios del transformados. Por J. H. Garnica, 2017.

Tabla 5.13. Datos del transformador

Tabla 13

Características del transformador: potencia aparente, impedancia

DATOS DEL TRANSFORMADOR	
Potencia aparente (kVA)	500
Relación de transformación (V)	13,200
Impedancia cortocircuito (%)	4.0%
Impedancia base (Ω)	348.48

Nota: Datos del transformados utilizado en cuanto a potencia aparente, relación de transformación, impedancia de cortocircuito y de base. Por J. H. Garnica, 2017.

Tabla 5.14. Cálculo de corriente de cortocircuito

Tabla 14

Cálculo de la impedancia de cortocircuito total hasta el transformador

CALCULO DE CORRIENTE DE CORTOCIRCUITO	
Impedancia total hasta el transformador ($Z_{cc}(\text{sistema}) + Z_{cc}(\text{cable}) + Z_{cc}(\text{Transformador})$)	
$Z_{cc} \text{ total } (\Omega)$	15.3
$Z_{cc}(\text{sistema})$	1.4
$Z_{cc}(\text{Transformador})$	13.9

Nota: Valores de impedancia calculados con base en la tabla 12 y 13, para el cálculo de la corriente de cortocircuito. Por J. H. Garnica, 2017.

Tabla 5.15. Cálculo de corriente de falla trifásica

Tabla 15

Cálculo de corriente de falla trifásica simétrica, asimétrica y falla monofásica simétrica y asimétrica

Cálculo de corriente de falla trifásica simétrica	Cálculo de corriente de falla trifásica asimétrica
$I_{f3\phi} = 0.498 \text{ kA}$	$I_{f3\phi} = 0.623 \text{ kA}$
Cálculo de corriente de falla monofásica simétrica	Cálculo de corriente de falla monofásica asimétrica
$I_{f1\phi} = 0.414 \text{ kA}$	$I_{f1\phi} = 0.518 \text{ kA}$
<p>Para poder dimensionar las protecciones para cada configuración se realizan los cálculos de las intensidades de cortocircuito en la salida del transformador.</p> <p>La intensidad para cortocircuito en bornas de BT del transformador de 500 kVA se calcula de la siguiente forma:</p> $I_{cc} = I_n / Z_{cc}$ <p>Siendo:</p> <p>I_{cc}: Intensidad de cortocircuito (A) I_n: Intensidad nominal (A) Z_{cc}: Impedancia de cortocircuito (%).</p> <p>Para un transformador de 500 kVA 13200/220-127V, se tiene:</p> $\begin{aligned} I_n &= 1312.2 \text{ A} \\ Z_{cc} &= 4.0 \% \\ I_{cc} &= 32.81 \text{ kA} \end{aligned}$ <p>Por lo tanto, la protección en tablero general a utilizar en el proyecto debe tener un I_k</p> <p>NOTA: PARA EFECTOS DE ESPECIFICACIONES SE RECOMIENDA QUE SE INDIQUE LOS VALORES DE I_k DE CADA PROTECCIÓN, EL CONSTRUCTOR PUEDE UTILIZAR OTRAS REFERENCIAS SIEMPRE Y CUANDO SE RESPETEN LOS VALORES DE CORRIENTE DE INTERRUPCIÓN</p>	

Nota: Cálculo de corrientes de falla trifásica, monofásica y poder de corte de las protecciones a implementar en el proyecto. Por J. H. Garnica, 2017.

5.4 Análisis de nivel de riesgo por rayos y medidas de protección contra rayos

En esta sección, se presentan resultados obtenidos para el cálculo del nivel riesgo por rayos y medidas de protección contra rayos en la instalación eléctrica del edificio Santana de la ciudad de Santa Marta, Colombia.


En la siguiente tabla se pueden observar los resultados de análisis de nivel de riesgo por rayos. Por tanto, tomando estos valores como referencia se llega a la conclusión que para proteger al edificio Santana de la ciudad de Santa Marta contra descargas atmosféricas, las medidas que se deben usar son:

- Clase de SPCR: Nivel IV.
- Protección contra incendios: Sistemas manuales.
- Protección contra sobretensiones: Solo en entrada de servicios.

Tabla 5.16. Hoja de datos de entrada en el software risk assessment

Tabla 16

Hoja que entrega datos de entrada para determinar nivel de riesgo contra descargas atmosféricas


		NORME INTERNATIONALE INTERNATIONAL STANDARD		CEI IEC 62305-2 Edition-1 2005-01
Project: EDIFICIO JARDINES DE SANTANA				
Dimensiones de la estructura: Longitud de la estructura (m): 40 Anchura de la estructura (m): 18 Altura del plano del tejado (m)*: 55 Área de colección (m2): 105,390 m2		Influencias ambientales: Situación respecto a los alrededores: Estructura aislada Factor ambiental: Urbano N° de días de tormenta: 30 days/year Densidad anual equivalente de rayos: 3.0 flashes/km2		
Características de la estructura: Riesgo de incendio y daños físicos: Normal Eficacia del apantallamiento: Escasa Tipo de cableado interno: No apantallado		Medidas de protección: Clase de SPCR: Nivel IV Protección contra incendios: Sistemas manuales Protección contra sobretensiones: Sólo en entrada de servicios		
Líneas de conducción eléctrica:				
Línea eléctrica: Línea que llega a la estructura: Cable enterrado Tipo de cable externo: No apantallado Existencia de transformador MT/BT: Transformador		Otros servicios aéreos: Número de servicios conducidos: 0 Tipo de cable externo: No apantallado Otros servicios enterrados: Número de servicios conducidos: 2 Tipo de cable externo: Apantallado		
Tipos de las pérdidas:				
Tipo 1 - Pérdidas de vidas humanas: Riesgos especiales para la vida: Riesgo de pánico bajo Por incendios: Otras estructuras Por sobretensiones: No aplica		Tipo 3 - Pérdidas de patrimonio cultural: Por incendios: Sin valor histórico		
Tipo 2 - Pérdidas de servicios esenciales: Por incendios: No hay servicios esenciales Por sobretensiones: No hay servicios esenciales		Tipo 4 - Pérdidas económicas: Riesgos económicos especiales: Sin riesgos especiales Por incendios: Otras estructuras Por sobretensiones: Otras estructuras Por tensión de paso/contacto: Sin riesgo de shock Riesgo tolerable de pérd. económ.: 1 en 1000 años		
Riesgos calculados:				
	Tolerable Risk Rt	Direct Strike Risk Rd	Indirect Strike Risk Ri	Calculated Risk R
Pérdidas de vidas humanas:	1.00E-05	6.64E-06	3.73E-07	7.01E-06
Pérdidas de serv. públicos:	1.00E-03	0.00E+00	0.00E+00	0.00E+00
Pérdidas de patrimonio:	1.00E-03	0.00E+00	0.00E+00	0.00E+00
Pérdidas económicas:	1.00E-03	6.32E-05	4.63E-05	1.10E-04
IEC Risk Assessment Calculator: Version 1.0.3			Database: Version 1.0.3	
IEC Central Office Support (Tel: +41-22-919 0211) Copyright © 2005, IEC. All rights reserved.				
Este cálculo del índice de riesgo de IEC pretende orientar en el análisis de diversos criterios que determinan el riesgo de pérdidas debidas al rayo. No es posible cubrir todos los elementos especiales de una estructura que puedan hacer que sufra más o menos daños debidos al rayo. En casos especiales hay factores económicos y personales que podrían ser muy importantes y considerarse junto con el índice obtenido mediante esta herramienta. Se pretende que este programa se utilice en combinación con la versión escrita de la norma IEC62305-2.				

Nota: Hoja de datos de entrada para dar inicio al análisis de descargas atmosféricas usando el software risk assessment equivalente a la NTC 4552. Por J. H. Garnica, 2017.

Tabla 5.17. Resultado para cálculo de nivel de riesgo, usando Software Risk Assessment equivalente a NTC 4552

Tabla 17

Hoja que entrega los resultados para cálculo de nivel de riesgo contra descargas atmosféricas

 NORME INTERNATIONALE INTERNATIONAL STANDARD		CEI IEC 62305-2 Edition-1 2005-01
Project: EDIFICIO JARDINES DE SANTANA		
Resultados del área de colección:		
Ad - Área de colección de impactos directos a la estructura	105,390 m2	
Nd - número medio de impactos directos a la estructura por año	0.316 flashes/year	
Am - Área de colección de la estructura afectada por sobretensiones inducidas por impactos indirectos.	226,070 m2	
Nm - núm. de impactos directos a tierra o a objetos cercanos a la estructura conectados a tierra que inducen sobretensiones	0.362 flashes/year	
Ac1 - área de colección de las líneas aéreas a impactos directos.	30,060 m2	
NL1 - número medio de impactos directos por año a las líneas aéreas que sean potencialmente peligrosos	0.090 flashes/year	
AI1 - área de colección de la línea aérea a los impactos indirectos	1,000,000 m2	
NI1 - número medio impactos directos anuales a la tierra cercana a la línea aérea que pueda causar daños por sobretensiones	0.300 flashes/year	
Ac2 - área de colección de la línea enterrada a impactos directos	18,871 m2	
NL2 - número esperado de impactos directos anuales a la línea enterrada que sean potencialmente peligrosos	0.056 flashes/year	
AI2 - área de colección de la línea enterrada a impactos indirectos.	559,017 m2	
NI2 - número de impactos indirectos anuales a la tierra cercana a la línea enterrada que induzcan sobretensiones peligrosas	0.168 flashes/year	
Tipo 1 - Pérdidas de vidas humanas:		
RA1 - riesgo de tensiones de paso y contacto peligrosas dentro y fuera de la estructura causadas por un impacto directo a la estructura.	1.6E-07	
RB1 - riesgo de destrucción debida a incendio, explosión, daños físicos o daños químicos causados por un impacto directo a la estructura.	0.00E+00	
RC1 - riesgo de fallo de equipos eléctricos o electrónicos debido a sobretensiones causadas por un impacto directo a la estructura.	0.00E+00	
RM1 - riesgo de fallo de equipos eléctricos o electrónicos debido a sobretensiones causadas por un impacto indirecto a la estructura.	0.00E+00	
RU1 - riesgo de tensiones de paso y contacto peligrosas dentro y fuera de la estructura causadas por un impacto directo a las líneas.	3.70E-09	
RV1 - riesgo de destrucción debida a incendio, explosión, daños físicos o daños químicos causados por un impacto directo a las líneas.	0.00E+00	
RW1 - riesgo de fallo de equipos eléctricos o electrónicos debido a sobretensiones causadas por un impacto directo a las líneas.	0.00E+00	
RZ1 - riesgo de fallo de equipos eléctricos o electrónicos debido a sobretensiones causadas por un impacto indirecto a las líneas.	0.00E+00	
Tipo 2 - Pérdidas de servicios esenciales:		
RB2 - riesgo de destrucción debida a incendio, explosión, daños físicos o daños químicos causados por un impacto directo a la estructura.	0.00E+00	
RC2 - riesgo de fallo de equipos eléctricos o electrónicos debido a sobretensiones causadas por un impacto directo a la estructura.	0.00E+00	
RM2 - riesgo de fallo de equipos eléctricos o electrónicos debido a sobretensiones causadas por un impacto indirecto a la estructura.	0.00E+00	
RV2 - riesgo de destrucción debida a incendio, explosión, daños físicos o daños químicos causados por un impacto directo a las líneas.	0.00E+00	
RW2 - riesgo de fallo de equipos eléctricos o electrónicos debido a sobretensiones causadas por un impacto directo a las líneas.	0.00E+00	
RZ2 - riesgo de fallo de equipos eléctricos o electrónicos debido a sobretensiones causadas por un impacto indirecto a las líneas.	0.00E+00	
Tipo 3 - Pérdidas de patrimonio cultural:		
RB3 - riesgo de destrucción debida a incendio, explosión, daños físicos o daños químicos causados por un impacto directo a la estructura.	0.00E+00	
RV3 - riesgo de destrucción debida a incendio, explosión, daños físicos o daños químicos causados por un impacto directo a las líneas.	0.00E+00	
Tipo 4 - Pérdidas económicas:		
RA4 - riesgo de tensiones de paso y contacto peligrosas dentro y fuera de la estructura causadas por un impacto directo a la estructura.	0.00E+00	
RB4 - riesgo de destrucción debida a incendio, explosión, daños físicos o daños químicos causados por un impacto directo a la estructura.	0.00E+00	
RC4 - riesgo de fallo de equipos eléctricos o electrónicos debido a sobretensiones causadas por un impacto directo a la estructura.	3.16E-05	
RM4 - riesgo de fallo de equipos eléctricos o electrónicos debido a sobretensiones causadas por un impacto indirecto a la estructura.	0.62E-05	
RU4 - riesgo de tensiones de paso y contacto peligrosas dentro y fuera de la estructura causadas por un impacto directo a las líneas.	0.00E+00	
RV4 - riesgo de destrucción debida a incendio, explosión, daños físicos o daños químicos causados por un impacto directo a las líneas.	0.00E+00	
RW4 - riesgo de fallo de equipos eléctricos o electrónicos debido a sobretensiones causadas por un impacto directo a las líneas.	5.60E-06	
RZ4 - riesgo de fallo de equipos eléctricos o electrónicos debido a sobretensiones causadas por un impacto indirecto a las líneas.	2.68E-06	
IEC Risk Assessment Calculator: Version 1.0.3		Database: Version 1.0.3
IEC Central Office Support (Tel: +41-22-919 0211) Copyright © 2005, IEC. All rights reserved.		
Este cálculo del índice de riesgo de IEC pretende orientar en el análisis de diversos criterios que determinan el riesgo de pérdidas debidas al rayo. No es posible cubrir todos los elementos especiales de una estructura que puedan hacer que sufra más o menos daños debidos al rayo. En casos especiales hay factores económicos y personales que podrían ser muy importantes y considerarse junto con el índice obtenido mediante esta herramienta. Se pretende que este programa se utilice en combinación con la versión escrita de la norma IEC62305-2.		

Nota: Hoja de datos de entrada para dar inicio al análisis de descargas atmosféricas usando el software risk assessment equivalente a la NTC 4552. Por J. H. Garnica, 2017.

5.5 Análisis de riesgo de origen eléctrico y medidas para mitigarlos

En esta sección, se presentan los resultados obtenidos del desarrollo del análisis de origen eléctrico y medidas para mitigarlos en la instalación eléctrica del edificio Santana de la ciudad de Santa Marta, Colombia. Se aplicó la matriz de análisis de riesgo establecida en RETIE de agosto 30 de 2013.

Tabla 5.18. Medidas para mitigar el riesgo de origen eléctrico 1

Tabla 18

Matriz de análisis de riesgo de tipo eléctrico en tableros de celda para tomar acciones

RIESGO A EVALUAR:		Electrocución		por		Contacto directo		(al) o (en)		Tableros de Celda	
		EVENTO O EFECTO				FACTOR DE RIESGO (CAUSA)				FUENTE	
		(Ej.: Quemaduras)				(Ej.: Arco eléctrico)				(Ej.: Celda de 13.8kV)	
POTENCIAL		X		REAL				FRECUENCIA			
CONSECUENCIAS	En personas	Económicas	Ambientales	En la imagen de la empresa		E	D	C	B	A	
						No ha ocurrido en el sector	Ha ocurrido en el sector	Ha ocurrido en la empresa	Sucede varias veces en el año en la empresa	Sucede varias veces al mes en la Empresa	
	Una o más muertes	Daño grave en Infraestructura. Interrupción regional	Contaminación irreparable	Internacional	5	MEDIO	ALTO	ALTO	ALTO	MUY ALTO	
	Incapacidad parcial permanente	Daños mayores, salida de subestación.	Contaminación mayor	Nacional	4	MEDIO	MEDIO	MEDIO	ALTO	ALTO	
	Incapacidad temporal (>1día)	Daños severos. Interrupción temporal.	Contaminación localizada	Regional	3	BAJO	MEDIO	MEDIO	MEDIO	ALTO	
	Lesión menor (sin incapacidad)	Daños importantes. Interrupción breve.	Efecto menor	Local	2	BAJO	BAJO	MEDIO	MEDIO	MEDIO	
	Molestia funcional (Afecta rendimiento laboral)	Daños leves. No interrupción.	Sin efecto	Interna	1	MUY BAJO	BAJO	BAJO	BAJO	MEDIO	

Nota: Evaluación de riesgo de electrocución por contacto directo en tablero de celda Adaptado de “Reglamento Técnico de Instalaciones Eléctricas [RETIE]” por Ministerio de Minas y Energía, 2013, artículo 9.2.1, p. 70.

Tabla 5.19. Medidas para mitigar el riesgo de origen eléctrico 2

Tabla 19

Matriz de análisis de riesgo de tipo eléctrico en barraje baja tensión para tomar acciones

RIESGO A EVALUAR:		Electrocución		por		Contacto directo		(a) o (en)		Barraje BT		
		EVENTO O EFECTO				FACTOR DE RIESGO (CAUSA)				FUENTE		
		(Ej.: Quemaduras)				(Ej.: Arco eléctrico)				(Ej.: Celda de 13.8kV)		
POTENCIAL		X	REAL				FRECUENCIA					
CONSECUENCIAS	En personas	Económicas	Ambientales	En la imagen de la empresa		E	D	C	B	A		
						No ha ocurrido en el sector	Ha ocurrido en el sector	Ha ocurrido en la empresa	Sucede varias veces en el año en la empresa	Sucede varias veces al mes en la Empresa		
	Una o más muertes	Daño grave en infraestructura. Interrupción regional	Contaminación irreparable	Internacional	5	MEDIO	ALTO	ALTO	ALTO	MUY ALTO		
	Incapacidad parcial permanente	Daños mayores, salida de subestación.	Contaminación mayor	Nacional	4	MEDIO	MEDIO	MEDIO	ALTO	ALTO		
	Incapacidad temporal (>1día)	Daños severos. Interrupción temporal.	Contaminación localizada	Regional	3	BAJO	MEDIO	MEDIO	MEDIO	ALTO		
	Lesión menor (sin incapacidad)	Daños importantes. Interrupción breve.	Efecto menor	Local	2	BAJO	BAJO	MEDIO	MEDIO	MEDIO		
	Molestia funcional (Afecta rendimiento laboral)	Daños leves. No interrupción.	Sin efecto	Interna	1	MUY BAJO	BAJO	BAJO	BAJO	MEDIO		

Nota: Evaluación de riesgo de electrocución por contacto directo en barraje de baja tensión. Adaptado de “Reglamento Técnico de Instalaciones Eléctricas [RETIE]”, por Ministerio de Minas y Energía, 2013, artículo 9.2.1, p. 70.

Tabla 5.20. Medidas para mitigar el riesgo de origen eléctrico 3

Tabla 20

Matriz de análisis de riesgo de tipo eléctrico en red de media tensión para tomar acciones

RIESGO A EVALUAR:		Quemaduras		por		Arco eléctrico		(al) o (en)		Red de MT	
		EVENTO O EFECTO				FACTOR DE RIESGO (CAUSA)				FUENTE	
		(Ej.: Quemaduras)				(Ej.: Arco eléctrico)				(Ej.: Celda de 13.8kV)	
POTENCIAL		X		REAL		FRECUENCIA					
CONSECUENCIAS	En personas	Económicas	Ambientales	En la imagen de la empresa		E	D	C	B	A	
						No ha ocurrido en el sector	Ha ocurrido en el sector	Ha ocurrido en la empresa	Sucede varias veces en el año en la empresa	Sucede varias veces al mes en la Empresa	
	Una o más muertes	Daño grave en infraestructura. Interrupción regional	Contaminación irreparable	Internacional	5	MEDIO	ALTO	ALTO	ALTO	MUY ALTO	
	Incapacidad parcial permanente	Daños mayores, salida de subestación.	Contaminación mayor	Nacional	4	MEDIO	MEDIO	MEDIO	ALTO	ALTO	
	Incapacidad temporal (>1 día)	Daños severos. Interrupción temporal.	Contaminación localizada	Regional	3	BAJO	MEDIO	MEDIO	MEDIO	ALTO	
	Lesión menor (sin incapacidad)	Daños importantes. Interrupción breve.	Efecto menor	Local	2	BAJO	BAJO	MEDIO	MEDIO	MEDIO	
	Molestia funcional (Afecta rendimiento laboral)	Daños leves. No interrupción.	Sin efecto	Interna	1	MUY BAJO	BAJO	BAJO	BAJO	MEDIO	

Nota: Evaluación de riesgo de quemaduras por arco eléctrico en red de media tensión. Adaptado de “Reglamento Técnico de Instalaciones Eléctricas [RETI]”, por Ministerio de Minas y Energía, 2013, artículo 9.2.1, p. 70.

Tabla 5.21. Medidas para mitigar el riesgo de origen eléctrico 4

Tabla 21

Matriz de análisis de riesgo de tipo eléctrico en tableros de baja tensión para tomar acciones

RIESGO A EVALUAR:		Daño de equipos		por		Cortocircuito		(al) o (en)		Tableros de BT	
		EVENTO O EFECTO				FACTOR DE RIESGO (CAUSA)				FUENTE	
		(Ej.: Quemaduras)				(Ej.: Arco eléctrico)				(Ej.: Celda de 13.8kV)	
POTENCIAL		X	REAL				FRECUENCIA				
CONSECUENCIAS	En personas	Económicas	Ambientales	En la imagen de la empresa		E	D	C	B	A	
						No ha ocurrido en el sector	Ha ocurrido en el sector	Ha ocurrido en la empresa	Sucede varias veces en el año en la empresa	Sucede varias veces al mes en la Empresa	
	Una o más muertes	Daño grave en infraestructura. Interrupción regional	Contaminación irreparable	Internacional	5	MEDIO	ALTO	ALTO	ALTO	MUY ALTO	
	Incapacidad parcial permanente	Daños mayores, salida de subestación.	Contaminación mayor	Nacional	4	MEDIO	MEDIO	MEDIO	ALTO	ALTO	
	Incapacidad temporal (>1día)	Daños severos. Interrupción temporal.	Contaminación localizada	Regional	3	BAJO	MEDIO	MEDIO	MEDIO	ALTO	
	Lesión menor (sin incapacidad)	Daños importantes. Interrupción breve.	Efecto menor	Local	2	BAJO	BAJO	MEDIO	MEDIO	MEDIO	
	Molestia funcional (Afecta rendimiento laboral)	Daños leves. No interrupción.	Sin efecto	Interna	1	MUY BAJO	BAJO	BAJO	BAJO	MEDIO	

Nota: Evaluación del riesgo de daño en equipos por cortocircuito en tableros de baja tensión. Adaptado de “Reglamento Técnico de Instalaciones Eléctricas [RETI]”, por Ministerio de Minas y Energía, 2013, artículo 9.2.1, p. 70.

Tabla 5.22. Medidas para mitigar el riesgo de origen eléctrico 5

Tabla 22

Matriz de análisis de riesgo de tipo eléctrico en superficies metálicas para tomar acciones

RIESGO A EVALUAR:		Electrización	por		Electricidad estática	(al) o (en)	Superficies metálicas			
		EVENTO O EFECTO			FACTOR DE RIESGO (CAUSA)			FUENTE		
		(Ej.: Quemaduras)			(Ej.: Arco eléctrico)			(Ej.: Celda de 13.8kV)		
POTENCIAL		<input checked="" type="checkbox"/>	REAL			FRECUENCIA				
CONSECUENCIAS	En personas	Económicas	Ambientales	En la imagen de la empresa		E	D	C	B	A
						No ha ocurrido en el sector	Ha ocurrido en el sector	Ha ocurrido en la empresa	Sucede varias veces en el año en la empresa	Sucede varias veces al mes en la Empresa
	Una o más muertes	Daño grave en infraestructura. Interrupción regional	Contaminación irreparable	Internacional	5	MEDIO	ALTO	ALTO	ALTO	MUY ALTO
	Incapacidad parcial permanente	Daños mayores, salida de subestación.	Contaminación mayor	Nacional	4	MEDIO	MEDIO	MEDIO	ALTO	ALTO
	Incapacidad temporal (>1día)	Daños severos. Interrupción temporal.	Contaminación localizada	Regional	3	BAJO	MEDIO	MEDIO	MEDIO	ALTO
	Lesión menor (sin incapacidad)	Daños importantes. Interrupción breve.	Efecto menor	Local	2	BAJO	BAJO	MEDIO	MEDIO	MEDIO
	Molestia funcional (Afecta rendimiento laboral)	Daños leves. No interrupción.	Sin efecto	Interna	1	MUY BAJO	BAJO	BAJO	BAJO	MEDIO

Nota: Evaluación de riesgo de electrización por electricidad estática en superficies metálicas. Adaptado de “Reglamento Técnico de Instalaciones Eléctricas [RETIE]”, por Ministerio de Minas y Energía, 2013, artículo 9.2.1, p. 70.

Tabla 5.23. Medidas para mitigar el riesgo de origen eléctrico 6

Tabla 23

Matriz de análisis de riesgo de tipo eléctrico en servicios de energía para tomar acciones

RIESGO A EVALUAR:		Pérdida/graves daños en bienes		por		Rayos		(al) o (en)		servicios de energía	
		EVENTO O EFECTO				FACTOR DE RIESGO (CAUSA)				FUENTE	
		(Ej.: Quemaduras)				(Ej.: Arco eléctrico)				(Ej.: Celda de 13.8kV)	
POTENCIAL		X		REAL			FRECUENCIA				
CONSECUENCIAS	En personas		Económicas	Ambientales	En la imagen de la empresa		E	D	C	B	A
							No ha ocurrido en el sector	Ha ocurrido en el sector	Ha ocurrido en la empresa	Sucede varias veces en el año en la empresa	Sucede varias veces al mes en la Empresa
	Una o más muertes		Daño grave en infraestructura. Interrupción regional	Contaminación irreparable	Internacional	5	MEDIO	ALTO	ALTO	ALTO	MUY ALTO
	Incapacidad parcial permanente		Daños mayores, salida de subestación.	Contaminación mayor	Nacional	4	MEDIO	MEDIO	MEDIO	ALTO	ALTO
	Incapacidad temporal (>1día)		Daños severos. Interrupción temporal.	Contaminación localizada	Regional	3	BAJO	MEDIO	MEDIO	MEDIO	ALTO
	Lesión menor (sin incapacidad)		Daños importantes. Interrupción breve.	Efecto menor	Local	2	BAJO	BAJO	MEDIO	MEDIO	MEDIO
	Molestia funcional (Afecta rendimiento laboral)		Daños leves. No interrupción.	Sin efecto	Interna	1	MUY BAJO	BAJO	BAJO	BAJO	MEDIO

Nota: Evaluación de riesgo en pérdidas/graves daños en bienes por rayos en servicio de energía. Adaptado de “Reglamento Técnico de Instalaciones Eléctricas [RETIE]”, por Ministerio de Minas y Energía, 2013, artículo 9.2.1, p. 70.

Tabla 5.24. Medidas para mitigar el riesgo de origen eléctrico 7

Tabla 24

Matriz de análisis de riesgo de tipo eléctrico en circuitos ramales para tomar acciones

RIESGO A EVALUAR:		Incendio		por		Sobrecarga		(al) o (en)		circuitos ramales	
		EVENTO O EFECTO				FACTOR DE RIESGO				FUENTE	
		(Ej.: Quemaduras)				(Ej.: Arco eléctrico)				(Ej.: Celda de 13.8kV)	
POTENCIAL		X		REAL			FRECUENCIA				
CONSECUENCIAS	En personas	Económicas	Ambientales	En la imagen de la empresa		E	D	C	B	A	
						No ha ocurrido en el sector	Ha ocurrido en el sector	Ha ocurrido en la empresa	Sucede varias veces en el año en la empresa	Sucede varias veces al mes en la Empresa	
	Una o más muertes	Daño grave en infraestructura. Interrupción regional	Contaminación irreparable	Internacional	5	MEDIO	ALTO	ALTO	ALTO	MUY ALTO	
	Incapacidad parcial permanente	Daños mayores, salida de subestación.	Contaminación mayor	Nacional	4	MEDIO	MEDIO	MEDIO	ALTO	ALTO	
	Incapacidad temporal (>1día)	Daños severos. Interrupción temporal.	Contaminación localizada	Regional	3	BAJO	MEDIO	MEDIO	MEDIO	ALTO	
	Lesión menor (sin incapacidad)	Daños importantes. Interrupción breve.	Efecto menor	Local	2	BAJO	BAJO	MEDIO	MEDIO	MEDIO	
	Molestia funcional (Afecta rendimiento laboral)	Daños leves. No interrupción.	Sin efecto	Interna	1	MUY BAJO	BAJO	BAJO	BAJO	MEDIO	

Nota: Evaluación de riesgo de incendio por sobrecarga en circuitos ramales. Adaptado de “Reglamento Técnico de Instalaciones Eléctricas [RETI]”, por Ministerio de Minas y Energía, 2013, artículo 9.2.1, p. 70.

Tabla 5.25. Medidas para mitigar el riesgo de origen eléctrico 8

Tabla 25

Matriz de análisis de riesgo de tipo eléctrico en subestación para tomar acciones

RIESGO A EVALUAR:		Electrización		por		Tensión de contacto		(al) o (en)		subestación	
		EVENTO O EFECTO				FACTOR DE RIESGO				FUENTE	
		(Ej.: Quemaduras)				(Ej.: Arco eléctrico)				(Ej.: Celda de 13.8kV)	
POTENCIAL		X	REAL				FRECUENCIA				
CONSECUENCIAS	En personas	Económicas	Ambientales	En la imagen de la empresa		E	D	C	B	A	
						No ha ocurrido en el sector	Ha ocurrido en el sector	Ha ocurrido en la empresa	Sucede varias veces en el año en la empresa	Sucede varias veces al mes en la Empresa	
	Una o más muertes	Daño grave en infraestructura. Interrupción regional	Contaminación irreparable	Internacional	5	MEDIO	ALTO	ALTO	ALTO	MUY ALTO	
	Incapacidad parcial permanente	Daños mayores, salida de subestación.	Contaminación mayor	Nacional	4	MEDIO	MEDIO	MEDIO	ALTO	ALTO	
	Incapacidad temporal (>1día)	Daños severos. Interrupción temporal.	Contaminación localizada	Regional	3	BAJO	MEDIO	MEDIO	MEDIO	ALTO	
	Lesión menor (sin incapacidad)	Daños importantes. Interrupción breve.	Efecto menor	Local	2	BAJO	BAJO	MEDIO	MEDIO	MEDIO	
	Molestia funcional (Afecta rendimiento laboral)	Daños leves. No interrupción.	Sin efecto	Interna	1	MUY BAJO	BAJO	BAJO	BAJO	MEDIO	

Nota: Evaluación de riesgo de electrización por tensión de contacto en subestación eléctrica. Adaptado de “Reglamento Técnico de Instalaciones Eléctricas [RETIE]”, por Ministerio de Minas y Energía, 2013, artículo 9.2.1, p. 70.

Y las decisiones a implementar son las siguientes:

Tabla 5.26. Decisiones a tomar para mitigar el riesgo de origen eléctrico

Tabla 26

Decisiones y acciones para controlar el riesgo

NIVEL DEL RIESGO		DECISIONES A TOMAR Y CONTROL	PARA EJECUTAR LOS TRABAJOS
MEDIO	Quemaduras por arco eléctrico en RED de MT	Diseño: se cuenta con sistema de puesta a tierra que cumple con normatividad vigente. Todos los circuitos e instalaciones equipotencializados. Construcción: Aplicar los sistemas de control (Suministrar EPP, usar EPP, seguir protocolos y procedimientos de ECA en trabajos de MT, requiere permiso de trabajo de encargado electricista de la obra).	El líder electricista del constructor deberá diligenciar el análisis de trabajo seguro y será aprobado por el jefe del área eléctrica.
	Electrocución por contacto directo en tableros de BT		
	Electrocución por contacto directo en subestación eléctrica		
BAJO	Daño de equipos por cortocircuito en tableros de BT	Diseño: Se cuenta con diseño de protecciones eléctricas y DPS según normatividad vigente. Se diseñó sistema de protección contra rayos según normatividad vigente. Construcción: hacer control administrativo rutinario, seguir procedimientos de seguridad, utilizar EPP.	El líder electricista debe verificar: ¿qué puede salir mal o fallar?, ¿Qué puede causar que algo salga mal o falle?, ¿Qué se puede hacer para evitar que algo salga mal o falle? No requiere permiso de trabajo
	Pérdida/graves daños en bienes por rayos en servicios de energía		
MUY BAJO	Electrización por electricidad estática en superficies metálicas	Diseño: Se diseñó puesta a tierra que cumple con normatividad vigente para evitar tensiones de paso y contacto, las cargas en circuitos están diseñadas cumpliendo con normatividad vigente, se establecen conexiones equipotenciales. Construcción: Vigilar posibles cambios.	No afecta la secuencia de las actividades
	Incendio por sobrecarga en circuitos ramales		
	Electrización por tensión de contacto en subestación		
	Electrización por tensión de paso en subestación		

Nota: Decisiones a tomar y control a tomar dependiendo del nivel de riesgo. Adaptado de “Reglamento Técnico de Instalaciones Eléctricas [RETIE]”, por Ministerio de Minas y Energía, 2013, artículo 9.2.1, p. 70.

5.6 Análisis de tensión requerido

Tabla 5.27. Resultado análisis de tensión requerido

Tabla 27

Circuito de alimentación, tensión de servicio, características de la red de baja tensión

Red en media tensión

El transformador se instalara en una base de concreto y la red proyectada en media tensión del circuito LIBERTADOR Subestación LIBERTADOR, será conductor XLPE calibre 1/0 AWG.

NIVEL DE TENSION SUMINISTRO	URBANA 13.2 KV TRIFASICA
SUBESTACION	LIBERTADOR
CIRCUITO	LIBERTADOR
CAPACIDAD A INSTALAR	500 KVA

Red en baja tensión

Desde los bornes del transformador se deriva una acometida general de baja tensión hasta un tablero general (T-G) ubicado a 5 metros del transformador con una tensión trifásica de 220/127V. Desde el tablero general se derivan los alimentadores para los TD de apartamentos y áreas comunes.

- La red principal trifásica de BT desde el transformador hasta el tablero general (T-G) es una acometida en 12x(3#500 MCM) Cu-Fases + 8x(1#500 MCM) Cu-Neutro + 1#3/0 AWG Cu Tierra, en un cárcamo de 400x300mm con un recorrido de 10 m.
- El alimentador trifásico de BT desde la transferencia hasta el tablero de distribución de áreas comunes (TD-AC) es de cobre aislado THHN 1x(3#500 MCM) – Fases + 1#4/0 AWG – Neutro + 1#2AWG – Tierra en tubería conduit PVC de 4" de diámetro.
- Los alimentadores bifásicos de BT desde el tablero general (T-G) hasta los tableros de distribución de los apartamentos Tipos 01, 02, 03 y 04 es en conductor de cobre aislado THHN 2x6 AWG – Fases + 1x8 AWG – Neutro + 1x10 AWG – Tierra, excepto los TD-1004, TD-1104 y del TD-1203 hasta el TD-1503 que por cálculo de regulación son en conductor de cobre aislado THHN 2x4 AWG – Fases + 1x6 AWG – Neutro + 1x10 AWG – Tierra, todos en tubería conduit PVC de 1 1/4" de diámetro.

Nota: Descripción de la instalacion de media y baja tensión, calibre de acometidas hasta los tableros de distribución y dimensión de ductos utilizados. Por J. H. Garnica, 2017.

5.7 Cálculos electromagnéticos para asegurar que, en espacios destinados a actividades rutinarias de las personas, no se superen los límites exposición definidos en la tabla 14.1 del RETIE

Tabla 5.28. Análisis electromagnético

Tabla 28

Calculo de campos electromagnéticos en instalaciones que lo requieren

Calculos electromagneticos			
Nivel de tensión (Kv)	Decisión	ANEXO	REGRESAR PRINCIPAL
13,8	No aplican para este proyecto	<div>Mostrar</div> <div>Ocultar</div>	

El RETIE estipula en el Artículo 14.4 que se deben calcular los campos electromagnéticos para los siguientes tipos de proyectos:

- Líneas o subestaciones de tensión superior a 57,5 kV, en zonas donde se tengan en las cercanías edificaciones ya construidas.
- Los diseños de edificaciones aledañas a las zonas de servidumbre, deben incluir memorias de cálculo de campos electromagnéticos que se puedan presentar en cada piso.
- En el caso de líneas de transmisión el campo electromagnético se debe medir en la zona de servidumbre en sentido transversal al eje de la misma.

Debido a que el proyecto EDIFICIO JARÍN DE SANTA ANA no aplica ninguno de los anteriores requerimientos, se aclara que no requiere dicho análisis.

Nota: Calculo de campos electromagnéticos, aplicado a un nivel de tensión y determinadas zonas de construcción del proyecto Por J. H. Garnica, 2017.

5.8 Cálculo de transformadores incluyendo los efectos de los armónicos y factor de potencia en la carga

A continuación, se muestran las cargas instaladas y los factores de demanda utilizados para calcular las potencias del transformador:

Tabla 5.29. Resumen de las cargas para el cálculo del transformador

Tabla 29

Cuadro de resumen de cargas teniendo en cuenta las áreas

ITEM	APTO	AREA (m²)	ALUMBRADO GEN (TABLA 220-3b) NTC 2050 32VA/m²	CARGA DE ALUMBRADO (VA)	NÚMERO DE CIRCUITOS 1500 VA	CIRCUITO ARTIFACTOS DE COCINA 1800VA - 20A	CIRCUITO LAVADORA Y PLANCHA 1800VA - 20A	CIRCUITO AA - 220V		RESERVA 1500VA	CARGA INSTALADA	CARGA DEMANDA	DISTANCIA TABLERO
								9000 BTU	18000 BTU				
1	301	117.8	32	3,770	3	1	1	1	1	1	11,570	7,979	46
2	302	102.45	32	3,278	3	1	1	3	1	1	12,878	9,607	45
3	303	103.75	32	3,320	3	1	1	3	1	1	12,920	9,622	49
4	304	118.35	32	3,787	3	1	1	3	1	1	13,387	9,786	56
5	401	117.8	32	3,770	3	1	1	3	1	1	13,370	9,779	49
6	402	102.45	32	3,278	3	1	1	3	1	1	12,878	9,607	48
7	403	103.75	32	3,320	3	1	1	3	1	1	12,920	9,622	52
8	404	118.35	32	3,787	3	1	1	3	1	1	13,387	9,786	59
9	501	117.8	32	3,770	3	1	1	3	1	1	13,370	9,779	53
10	502	102.45	32	3,278	3	1	1	3	1	1	12,878	9,607	52
11	503	103.75	32	3,320	3	1	1	3	1	1	12,920	9,622	56
12	504	118.35	32	3,787	3	1	1	3	1	1	13,387	9,786	63
13	601	117.8	32	3,770	3	1	1	3	1	1	13,370	9,779	56
14	602	102.45	32	3,278	3	1	1	3	1	1	12,878	9,607	55
15	603	103.75	32	3,320	3	1	1	3	1	1	12,920	9,622	59
16	604	118.35	32	3,787	3	1	1	3	1	1	13,387	9,786	66
17	701	117.8	32	3,770	3	1	1	3	1	1	13,370	9,779	59
18	702	102.45	32	3,278	3	1	1	3	1	1	12,878	9,607	58
19	703	103.75	32	3,320	3	1	1	3	1	1	12,920	9,622	62
20	704	118.35	32	3,787	3	1	1	3	1	1	13,387	9,786	69
21	801	117.8	32	3,770	3	1	1	3	1	1	13,370	9,779	63
22	802	102.45	32	3,278	3	1	1	3	1	1	12,878	9,607	62
23	803	103.75	32	3,320	3	1	1	3	1	1	12,920	9,622	66
24	804	118.35	32	3,787	3	1	1	3	1	1	13,387	9,786	73
25	901	117.8	32	3,770	3	1	1	3	1	1	13,370	9,779	66
26	902	102.45	32	3,278	3	1	1	3	1	1	12,878	9,607	65
27	903	103.75	32	3,320	3	1	1	3	1	1	12,920	9,622	69
28	904	118.35	32	3,787	3	1	1	3	1	1	13,387	9,786	76
29	1001	117.8	32	3,770	3	1	1	3	1	1	13,370	9,779	69
30	1002	102.45	32	3,278	3	1	1	3	1	1	12,878	9,607	68
31	1003	103.75	32	3,320	3	1	1	3	1	1	12,920	9,622	72
32	1004	118.35	32	3,787	3	1	1	3	1	1	13,387	9,786	79
33	1101	117.8	32	3,770	3	1	1	3	1	1	13,370	9,779	72
34	1102	102.45	32	3,278	3	1	1	3	1	1	12,878	9,607	71
35	1103	103.75	32	3,320	3	1	1	3	1	1	12,920	9,622	75
36	1104	118.35	32	3,787	3	1	1	3	1	1	13,387	9,786	82
37	1201	117.8	32	3,770	3	1	1	3	1	1	13,370	9,779	76
38	1202	102.45	32	3,278	3	1	1	3	1	1	12,878	9,607	75
39	1203	103.75	32	3,320	3	1	1	3	1	1	12,920	9,622	79
40	1204	118.35	32	3,787	3	1	1	3	1	1	13,387	9,786	86
41	1301	117.8	32	3,770	3	1	1	3	1	1	13,370	9,779	79
42	1302	102.45	32	3,278	3	1	1	3	1	1	12,878	9,607	78
43	1303	103.75	32	3,320	3	1	1	3	1	1	12,920	9,622	82
44	1304	117.8	32	3,770	3	1	1	3	1	1	13,370	9,779	89
45	1401	117.8	32	3,770	3	1	1	3	1	1	13,370	9,779	82
46	1402	102.45	32	3,278	3	1	1	3	1	1	12,878	9,607	81
47	1403	103.75	32	3,320	3	1	1	3	1	1	12,920	9,622	85
48	1404	117.8	32	3,770	3	1	1	3	1	1	13,370	9,779	92
49	1501	117.8	32	3,770	3	1	1	3	1	1	13,370	9,779	86
50	1502	102.45	32	3,278	3	1	1	3	1	1	12,878	9,607	85
51	1503	103.75	32	3,320	3	1	1	3	1	1	12,920	9,622	89
SUBTOTAL		5,631.1		180,195	3	51	51	151	1	51	667,995		

Nota: Cálculo de circuitos mínimos por criterio de áreas para cada apartamento, especificando carga instalada, demandada y distancia del tablero de distribución principal. Por J. H. Garnica, 2017.

Tabla 5.30. Resumen cuadro de aires por tipo de apartamento

Tabla 30

Cuadro de resumen de cargas de aire acondicionado teniendo en cuenta las áreas

CUADRO AIRES				
AP 01		Area		TON
	Alcoba principal	12	0.60	0.75
	Alcoba 2	9	0.50	0.75
	Alcoba 3	10	0.50	0.75
	sala comedor	22	1.20	1.50
AP 02				
	Alcoba principal	13	0.70	0.75
	Alcoba 2	10	0.50	0.75
	Alcoba 3	9.5	0.50	0.75
	sala comedor	22	1.20	1.50
AP 03				
	Alcoba principal			
	Alcoba 2			
	Alcoba 3			
	sala comedor			
AP 04				
	Alcoba principal			
	Alcoba 2			
	Alcoba 3			
	sala comedor			
SALON SOCIAL		100	5.30	6
		24	1.30	

RESUMEN CARGAS			
DESCRIPCION	LUCES Y TOMAS VA	AIRES ACONDICIONADOS	RESERVA
APARTAMENTOS	363795.20	135,900	76,500

Nota: Resumen del cálculo de toneladas de aires acondicionados para cada tipo de apartamento y su área interior: Alcoba principal, alcoba 2, alcoba 3 y sala comedor. Por J. H. Garnica, 2017.

Tabla 5.31. Factores de demanda aplicados

Tabla 31

Factores de demanda según la NTC 2050 Tabla 220-11

CALCULO DEL TRANSFORMADOR			
CARGA DE APARTAMENTOS			
NTC 2050 TABLA 220-11 CARGAS DE ALUMBRADOS			
DESCRIPCION	VA	FACTOR DE DEMANDA %	VA
PRIMEROS 3000	3000.00	100%	3,000
DE 3001 A 120000	117000.00	35%	40,950
A PARTIR DE 120000	243795.20	25%	60,949
RESERVA	76500.00	50%	38,250
A.A	135900.00	100%	135,900
TABLERO AREAS COMUNES	96276.18	100%	96,276
SUBTOTAL			375,325

CARGA TOTAL	375,325
TRAFO AL 80%	469,156

Nota: Factores de demanda utilizados para el cálculo del transformador en edificaciones residenciales. según la NTC 2050 Tabla 220-11. Por J. H. Garnica, 2017.

Tabla 5.32. Características del transformador seleccionado

Tabla 32

Características técnicas del transformador calculado, capacidad, fases, tensión, armónicos

TRANSFORMADOR CALCULADO	
CAPACIDAD	500 KVA
FASES	3
TENSION	13200/220-127
TIPO	PEDESTAL
INTENSIDAD NOMINAL	1312 A
INTENSIDAD CONDUCTOR	1640 A
CONDUCTOR FASE	12X253,35mm ² (12x500 MCM) Cu THW
CONDUCTOR NEUTRO	8X253,35 mm ² (8X500 MCM) Cu THW
CONDUCTOR TIERRA	3/0 AWG Cu
DIAMETRO DUCTO	CARCAMO DE 400 x 300 mm
PROTECCIÓN	3X1520A

Características del transformador seleccionado		
DESCRIPCION	UNIDADES	VALOR
Potencia Nominal	kVA	500
Tipo	Pedestal	
Tensión del primario nominal	V	13200
Tensión del secundario nominal a plena carga	kV	220
Frecuencia	Hz	60
Intensidad del primario nominal	A	21.86
Intensidad del secundario nominal	A	1312.0
Análisis de Armónicos		
PRESUNTOS ARMONICOS	APLICA	
	SI	NO
< 15%		X
15% < DTH < 50%	X	
>50%		X
La presencia de armónicos se contempla, para lo cual se reserva carga de 25 KVA.		

Nota: Características técnicas del transformador seleccionado para suplir la totalidad de la carga demandada en la tabla anterior, acometida, tipo de ducto y protección utilizados en el proyecto. Por J. H. Garnica, 2017.

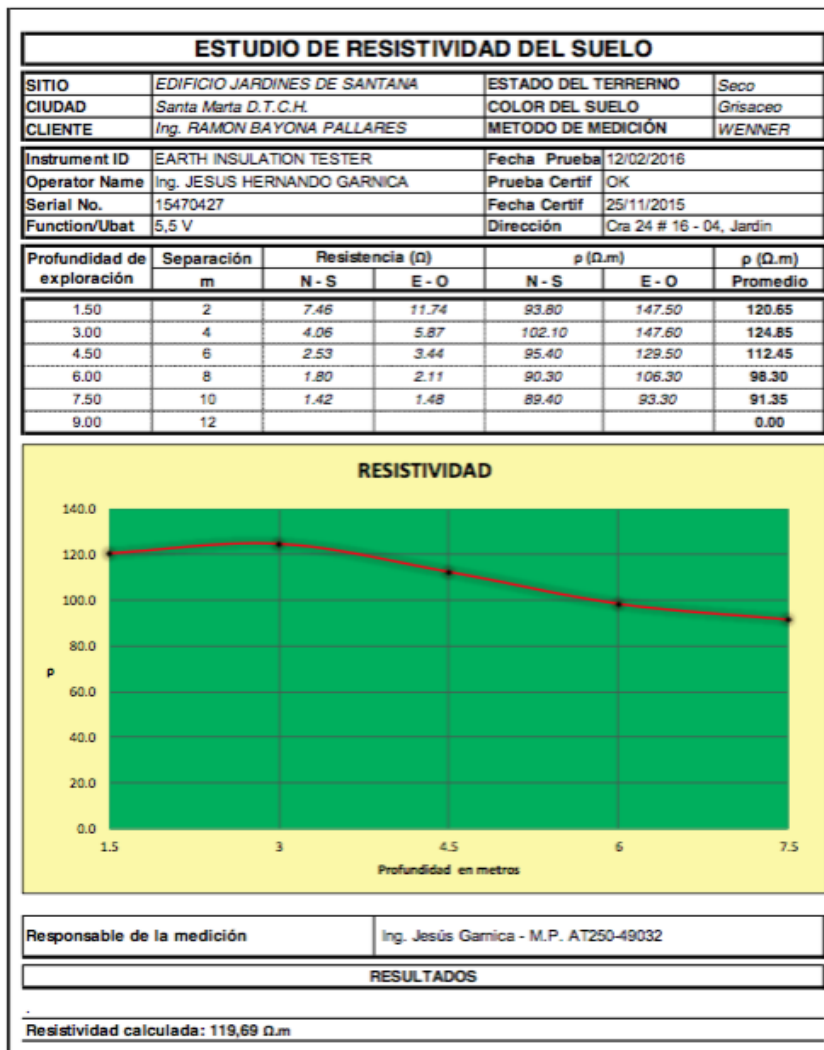
5.9 Cálculo del sistema de puesta a tierra

En esta sección, se presentan los resultados obtenidos del desarrollo del cálculo del sistema de puesta a tierra en la instalación eléctrica del edificio Santana de la ciudad de Santa Marta, Colombia.

Tabla 5.33. Resumen del estudio de resistividad del suelo

Tabla 33

Datos tomados del estudio de resistividad



Nota: Estudio de resistividad del suelo en el sitio donde se construirá el proyecto eléctrico. Adaptado de "TIERRAS – Soporte de la Seguridad Eléctrica, Quinta Edición", F. Casas, 2010, p. 225

Tabla 5.34. Resultados del cálculo de resistiva del suelo

Tabla 34

Cálculo del suelo, valor de resistividad del terreno

CALCULO DE SUELO			
Resistividad máxima	124.85	Homogéneo 30% del max.	Dos capas
Resistividad 1.5 m	120.65	✓	✗
Resistividad 3 m	124.85	✓	✗
Resistividad 4.5 m	112.45	✓	✗
Resistividad 6 m	98.30	✓	✗
Resistividad 7.5 m	91.35	✓	✗
Modelo de Suelo Homogéneo			
Aplicando la transformada de Box-Cox para todas las medidas, se tiene:			
	ρ_i	$X_i = \ln(\rho_i)$	$(X_i - \bar{x})^2$
	93.80	4.54	0.019
	102.10	4.63	0.003
	95.40	4.56	0.015
	90.30	4.50	0.031
	89.40	4.49	0.035
	147.50	4.99	0.098
	147.60	4.99	0.099
	129.50	4.86	0.034
	106.30	4.67	0.000
	93.30	4.54	0.021
Suma	1095.20	46.78	0.36
Promedio	109.52	4.68	0.04
Desviación Estándar		S =	0.20
Resistividad con el 70% de no ser superada			119.69
Valor de Resistividad del Terreno Homogéneo			
<div> <div>h = 7,5 m</div> <div> $\rho_1 = 119.69 \Omega.m$ </div> </div>			

Datos:
 Euler = 2.7183
 Z= 0.524411

Nota: Cálculos de resistividades del suelo por modelo homogéneo aplicando la transformada de Box-Cox para todas las medidas de resistividad. Por J. H. Garnica, 2017.

Metrel Certificate of Calibration Practices


The Metrel Quality System is certified by BVQI according to Quality standard ISO 9001 : 2008, Certificate No. SL13876Q. The Metrel hereby certifies that the above instrument was calibrated in accordance with applicable Metrel calibration procedures during the manufacturing process. These processes are ISO 9001 controlled and are designed to assure that the instrument will meet its published specification.

The Metrel further certifies that the measurement standards and instruments used during the calibration of this instrument are traceable to the (inter)national standards. The policies and procedures at this facility comply with EN ISO/IEC 17025.


Environmental conditions: Temperature: $23\text{ }^{\circ}\text{C} \pm 5\text{ }^{\circ}\text{C}$
Relative humidity: 10 % to 75 %

Calibration Procedure: "Name of Model / Type"

Uncertainty: The reported expanded uncertainty of measurement is stated as the standard uncertainty of measurement multiplied by coverage factor $k = 2$, which for a nominal distribution corresponds to a coverage probability of approximately 95%. The standard uncertainty of measurement has been determined in accordance with EA Publication EA-4/02.



Edo Reven
Chief Executive Officer



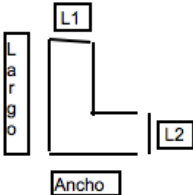
Janko Mole
Head of Calibration Laboratory

Figura 5.1. Certificado de calibración del instrumento con el que se realizó el cálculo de resistividad del suelo. Por Metrel Certificate, 2016.

Tabla 5.35. Resultados del cálculo del sistema de puesta a tierra

Tabla 35

Cálculo del sistema de puesta a tierra

Uso de SPT	Subestación de media tensión de uso interior				
Valor máximo de resistencia de puesta a tierra (Ω)			10		
Resistividad aparente del terreno (ρ)			119,69		
Corriente de falla monofásica a tierra en el primario I_o (A)				8.106	
Tiempo de despeje de la falla t_c (s)				0,05	
Material a utilizar en la puesta a tierra, con temperatura ambiente de 40°C	Cobre blando				
Conductividad (%)	100				
Tm (°C)	1.083				
Kf	7				
Material de capa superficial	Polvillo de grava	Resist. (Ω m)	10.000		
Espesor capa superficial h_s (m)		0,30			
Corriente de falla monofásica a tierra en el scundario $I = 3I_o/1000$ (kA)				24,318	
Sección transversal del cond. calculado en mm^2				19,3	
Calibre escogido por Norma	2/0 AWG	Sección (mm^2)	67,44	Diámetro (m)	0,0093
Condición geométrica del diseño	Rectangular				
					
Largo L_1 (m)		3			
Ancho L_2 (m)		5			
Conductores paralelos a lo ancho		3			
Conductores paralelos a lo largo		3			
Número de varillas N		6			
Longitud de la varilla (m)		2,4			
Profundidad de la malla h (m)		0,5			
Longitud del conductor horizontal L_c (m)		24			
Longitud total de las varillas L_v (m)		14,4			
Longitud total de conductor L_T (m)		38,4			
Longitud del perímetro L_P (m)		16			
Area de la malla A (m^2)		15			

Nota: Cálculo de malla de puesta a tierra, teniendo en cuenta la longitud de la malla, resistividad del suelo, tipo de subestación, corriente de falla monofásica y tipo de material a utilizar. Por J. H. Garnica, 2017.

Tabla 5.36. Cálculo de tensiones de paso y contacto máximas tolerables para sistema de puesta a tierra

Tabla 36

Cálculo de las tensiones de paso y contacto máximas tolerables

CALCULO DE TENSIONES DE PASO Y CONTACTO MAXIMAS TOLERABLES			
Cs	0,87	Persona de	50 kg
V paso tolerable =	27.598,4		
V contacto tolerable =	7.288,7		
CALCULO DE LA RESISTENCIA DE PUESTA A TIERRA Rg (Ω)			
Rg =	14,41	Ω	
Suelo Artificial :	NO		
Nueva Rg =	14,41		
CALCULO DEL MAXIMO POTENCIAL DE TIERRA GPR (V)			
GPR =	210.227,03	V	IG = 14.591
GPR > V contacto tolerable : Se deben calcular las tensiones de malla y de paso en cada falla			
CALCULO DE TENSION DE MALLA EN CASO DE FALLA			
na =	3		
nb =	1,016265496		
nc =	1	c=	0,7
n =	3,048796489		
Ki =	1,10	Kh =	1,22
Kii =	0,31		
Km =	0,81		
V malla =	3.689,80	3.690,14	
OK : V malla < V contacto tolerable			
CALCULO DE TENSION DE PASO EN CASO DE FALLA			
Ks =	0,46		
V paso =	9.707,07		
OK : V paso < V paso tolerable			

Nota: Resultado del calculo de las diferentes tensiones de paso y contacto maximas permitidas, malla y de paso en caso de falla Por J. H. Garnica, 2017.

5.10 Cálculo económico de conductores, teniendo en cuenta todos los factores de pérdidas, las cargas resultantes y los costos de la energía

Tabla 5.37. Cálculo económico de conductores parte 1.

Tabla 37

Cálculo económico de conductores se verificaron los márgenes económicos y técnicos de los conductores empleados

TABLA DE CALCULO ECONOMICO DE CONDUCTORES																	
ANEXO TABLAS		TABLERO GENERAL (T-G)															
DESCRIPCION		Alimentadores Tipo 01 (TD-101 a 1501)				Alimentadores Tipo 02 (TD-102 a 1502)				Alimentadores Tipo 03 (TD-103 a 1503)				Alimentadores Tipo 04 (TD-104 a 1404)			
		Valor	Unidad	Valor	Unidad	Valor	Unidad	Valor	Unidad	Valor	Unidad	Valor	Unidad	Valor	Unidad		
Carga a Conectar		7.98	KVA	7.98	KVA	9.81	KVA	9.81	KVA	9.82	KVA	9.82	KVA	9.79	KVA	9.79	KVA
Temperatura Ambiente en °C		40°C		40°C		40°C		40°C		40°C		40°C		40°C		40°C	
La carga es continua		SI	25%	SI	25%	SI	25%	SI	25%	SI	25%	SI	25%	SI	25%	SI	25%
Tipo de Sistema		20 - 4H		20 - 4H		20 - 4H		20 - 4H		20 - 4H		20 - 4H		20 - 4H		20 - 4H	
Tensión de Alimentación		220	V	220	V	220	V	220	V	220	V	220	V	220	V	220	V
Corriente nominal calculada		36	A	36	A	44	A	44	A	44	A	44	A	44	A	44	A
Constante para Cálculo del Conductor (Factor de seguridad)		45	A	45	A	55	A	55	A	55	A	55	A	55	A	55	A
Calibre Conductores de Fase y neutro Calculados por el criterio de Carga y tipo de carga		6	THHN	4	THHN	6	THHN	4	THHN	6	THHN	4	THHN	6	THHN	4	THHN
Conductor de Fase THWN/THHN o THW en ducto (Refinado a 75°C)		1		1		1		1		1		1		1		1	
Número de Conductores por fase		65	A	85	A	65	A	85	A	65	A	85	A	65	A	85	A
Capacidad de corriente permisible (Tabla 310-16 NTC 2005)		88%		88%		88%		88%		88%		88%		88%		88%	
Factor de corrección por temperatura NTC 2005 36 - 40°		100%		100%		100%		100%		100%		100%		100%		100%	
Factor de ajuste por conductores NTC 2005 - para 21 a 30		57.2	A	74.8	A	57.2	A	74.8	A	57.2	A	74.8	A	57.2	A	74.8	A
Corriente I (A)		6	THHN	6	THHN	6	THHN	4	THHN	6	THHN	4	THHN	6	THHN	4	THHN
Calibre del conductor neutro		1		1		1		1		1		1		1		1	
Número de Conductores para el neutro		10	THHN	10	THHN	10	THHN	10	THHN	10	THHN	10	THHN	10	THHN	10	THHN
Conductor del electrolito de puesta a tierra Tabla 250-94		97.71	mm²	153.27	mm²	97.71	mm²	153.27	mm²	97.71	mm²	153.27	mm²	97.71	mm²	153.27	mm²
Área total de los conductores de acometida		34"	PVC	1"	PVC	34"	PVC	1"	PVC	34"	PVC	1"	PVC	34"	PVC	1"	PVC
Tipo de Tubería utilizada		28.21	%	26.77	%	28.21	%	26.77	%	28.21	%	26.77	%	28.21	%	26.77	%
Porcentaje de área utilizada		Comprobación por el Criterio de Regulación															
Longitud de acometida o alimentador		0.072	km	0.086	km	0.0747	km	0.0846	km	0.0754	km	0.0866	km	0.0725	km	0.0923	km
Impedancia Eléctrica del Conductor (Z _{af})		1.522	Ω/km	0.987	Ω/km	1.522	Ω/km	0.987	Ω/km	1.522	Ω/km	0.987	Ω/km	1.522	Ω/km	0.987	Ω/km
Variación de tensión (Δv)		6.1	V	4.7	V	6.2	V	4.8	V	6.3	V	4.8	V	6.1	V	5.1	V
Cada de Tensión Parcial (%)		2.773	%	2.136	%	2.818	%	2.091	%	2.864	%	2.182	%	2.773	%	2.318	%
Cada de Tensión Total (%)		2.818	%	2.181	%	2.863	%	2.136	%	2.909	%	2.227	%	2.818	%	2.363	%
Comprobación por el Criterio de Pérdidas																	
Calibre escogido THHN		6	Al	4	Al	6	Al	4	Al	6	Al	4	Al	6	Al	4	Al
Número de Conductores por fase		1		1		1		1		1		1		1		1	
Corriente I (A)		36		36		36		44		44		44		44		44	
R (Ω/m)		1.52		0.98		1.52		0.98		1.52		0.98		1.52		0.98	
Longitud (km)		0.072		0.086		0.0747		0.0846		0.0754		0.0866		0.0725		0.0923	
Pérdidas (P * R * L) KVA		0.142		0.148		0.11		0.113		0.22		0.162		0.168		0.222	
Porcentaje de carga estimado en el conductor		60%		60%		60%		60%		60%		60%		60%		60%	
Tiempo promedio de funcionamiento en un día (horas)		14		14		14		14		14		14		14		14	
Pérdidas de potencia en un mes (kw - mes)		36		37		28		55		57		41		42		56	
Valor \$ (kWh)		450		450		450		450		450		450		450		450	
Costo de pérdidas al mes (\$)		16,200		16,650		12,600		12,600		24,750		25,800		18,300		19,350	
Costo de pérdidas al año (\$)		194,400		199,800		151,200		151,200		297,000		307,800		221,400		226,800	
Diferencia Al vs Cu (\$ - año)		5,400		0		10,800		10,800		5,400		10,800		5,400		5,400	
Material del conductor a escoger		CUMPLE		CUMPLE		CUMPLE		CUMPLE		CUMPLE		CUMPLE		CUMPLE		CUMPLE	
Cumple por Pérdidas?																	
Comprobación por el Criterio de Corto Circuito																	
Corriente de corto circuito en el punto de instalación en I _{sc}		0.9		0.9		1.1		1.1		1.1		1.1		1.1		1.1	
Tiempo de duración de la falla en segundos		1.5		1.5		1.5		1.5		1.5		1.5		1.5		1.5	
Temperatura máxima en condiciones de Corto sin dañar el aislamiento		75		75		75		75		75		75		75		75	
Constante Cc que depende del tipo de material y aislamiento		18.89		18.89		18.89		18.89		18.89		18.89		18.89		18.89	
Área mínima calculada para estas condiciones: A _{cc} = C _c * I ² * t		20.8		20.8		25.4		25.4		25.4		25.4		25.4		25.4	
Área del conductor de fase		28.65		47.17		28.65		47.17		28.65		47.17		28.65		47.17	
Cumple por Cortocircuito?		CUMPLE		CUMPLE		CUMPLE		CUMPLE		CUMPLE		CUMPLE		CUMPLE		CUMPLE	

Nota: Cálculos económico de conductores parte 1, teniendo en cuenta la carga instalada, conductor utilizado, características eléctricas de los cables pérdidas de tensión y potencia, pérdidas de energía costos de la energía y calibres mínimo de acometidas. Por J. H. Garnica, 2017.

Tabla 5.38. Cálculo económico de conductores parte 2

Tabla 38

Cálculo económico de conductores parte 2, Se verificaron los márgenes económicos y técnicos de los conductores empleados

TABLA DE CALCULO ECONOMICO DE CONDUCTORES														
DESCRIPCION	TABLERO GENERAL (T-G)													
	Alimentador TD-AC		Alimentador TD-PSA		Alimentador TD-SSO		Alimentador TD-CMA		Alimentador TD-MTS		Alimentador TD-LTP		Alimentador TD-CMA	
	Valor	Unidad	Valor	Unidad	Valor	Unidad	Valor	Unidad	Valor	Unidad	Valor	Unidad	Valor	Unidad
Carga a Conectar	96.28	KVA	5.00	KVA	17.69	KVA	32.73	KVA	21.66	KVA	14.82	KVA	19.03	KVA
Temperatura Ambiente en °C	40°C		40°C		40°C		40°C		40°C		40°C		40°C	
La carga es continua	SI	25%	SI	25%	SI	25%	SI	25%	SI	25%	SI	25%	SI	25%
Tipo de Sistema	3Ø - 5H		3Ø - 5H		3Ø - 5H		3Ø - 5H		3Ø - 5H		3Ø - 5H		3Ø - 5H	
Tensión de Alimentación	220	V	220	V	220	V	220	V	220	V	220	V	220	V
Corriente nominal calculada	253	A	13	A	46	A	86	A	57	A	39	A	50	A
Corriente para Calculo del Conductor (Factor de seguridad)	316	A	16	A	58	A	108	A	71	A	49	A	63	A
Calibre Conductores de Fase y neutro Calculados por el criterio de Carga y tipo de carga														
Conductor de Fase THWN/THHN o THW en ducto (Rateados a 75°C)	500	THHN	10	THHN	6	THHN	1/0	THHN	4	THHN	6	THHN	4	THHN
Número de Conductores por fase	1		1		1		1		1		1		1	
Capacidad de corriente permisible (Tabla 310-16 NTC 2050)	65	A	35	A	65	A	125	A	85	A	65	A	85	A
Factor de corrección por temperatura NTC 2050 36 - 40°	88%		88%		88%		88%		88%		88%		88%	
Factor de ajuste por conductores NTC 2050 - para 21 a 30	100%		100%		100%		100%		100%		100%		100%	
Corriente I (A)	57.2	A	30.8	A	57.2	A	110	A	74.8	A	57.2	A	74.8	A
Calibre del conductor neutro	4/0	THHN	10	THHN	6	THHN	2	THHN	4	THHN	6	THHN	4	THHN
Número de Conductores para el neutro	1		1		1		1		1		1		1	
Conductor del electrodo de puesta a tierra Tabla 250-94	2	THHN	12	THHN	10	THHN	8	THHN	8	THHN	10	THHN	10	THHN
Área total de los conductores de acometida	18,556.34	mm²	54.16	mm²	126.36	mm²	402.31	mm²	209.19	mm²	126.36	mm²	200.44	mm²
Tipo de Tubería utilizada	3"	PVC	1/2"	PVC	3/4"	PVC	1 1/2"	PVC	1"	PVC	1"	PVC	1"	PVC
Porcentaje de área utilizada	31.57	%	26.94	%	36.48	%	30.47	%	36.54	%	22.07	%	35.01	%
Comprobación por el Criterio de Regulación														
Longitud de acometida o alimentador	0.002	km	0.06	km	0.065	km	0.07	km	0.016	km	0.012	km	0.016	km
Impedancia Efectiva del Conductor (Zeff)	0.141	Ω/km	3.6	Ω/km	1.44	Ω/km	0.43	Ω/km	0.95	Ω/km	1.44	Ω/km	0.95	Ω/km
Variación de tensión (Δv)	0.1	V	3.5	V	5.7	V	3.5	V	1.3	V	0.9	V	1	V
Cada de Tensión Parcial (%)	0.045	%	1.591	%	2.591	%	1.591	%	0.591	%	0.409	%	0.455	%
Cada de Tensión Total (%)	0.09	%	1.681	%	2.681	%	1.681	%	0.681	%	0.499	%	0.545	%
Comprobación por el Criterio de Pérdidas														
Cu Al	Cu	Al	Cu	Al	Cu	Al	Cu	Al	Cu	Al	Cu	Al	Cu	Al
Calibre escogido THHN	500	750	10	8	6	4	1/0	2/0	4	2	6	4	4	2
Número de Conductores por fase	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
Corriente I (A)	253	253	13	13	46	46	86	86	57	57	39	39	50	50
R (Ω/km)	0.141	0.148	3.6	3.9	1.44	1.57	0.43	0.52	0.95	0.98	1.44	1.57	0.95	0.98
Longitud (km)	0.002	0.002	0.06	0.06	0.065	0.065	0.07	0.07	0.016	0.016	0.012	0.012	0.016	0.016
Pérdidas (P² * R * L) kVA	0.018	0.019	0.037	0.04	0.198	0.216	0.223	0.269	0.049	0.051	0.026	0.029	0.038	0.039
Porcentaje de carga estimado en el conductor	60%	60%	60%	60%	60%	60%	60%	60%	60%	60%	60%	60%	60%	60%
Tiempo promedio de funcionamiento en un día (horas)	14	14	14	14	14	14	14	14	14	14	14	14	14	14
Pérdidas de potencia en un mes (kwh - mes)	5	5	9	10	50	54	56	68	12	13	7	7	10	10
Valor \$ (kWh)	450	450	450	450	450	450	450	450	450	450	450	450	450	450
Costo de perdidas al mes (\$)	2,250	2,250	4,050	4,500	22,500	24,300	25,200	30,600	5,400	5,850	3,150	3,150	4,500	4,500
Costo de perdidas al año (\$)	27,000	27,000	48,600	54,000	270,000	291,600	302,400	367,200	64,800	70,200	37,800	37,800	54,000	54,000
Diferencia Al vs Cu (\$ - año)	0		5,400		21,600		64,800		5,400		0		0	
Material del conductor a escoger	COBRE		COBRE		COBRE		COBRE		COBRE		COBRE		COBRE	
Cumple por Pérdidas ?	CUMPLE		CUMPLE		CUMPLE		CUMPLE		CUMPLE		CUMPLE		CUMPLE	
Comprobación por el Criterio de Corto Circuito														
Corriente de corto circuito en el punto de instalación en kAmp	6.3		0.3		1.2		2.2		1.4		1.0		1.3	
Tiempo de duración de la falla en segundos	1.5		1.5		1.5		1.5		1.5		1.5		1.5	
Temperatura máxima en condiciones de Corto sin dañar el aislamiento	75		75		75		75		75		75		75	
Constante Cc que depende del tipo de material y aislamiento	18.89		18.89		18.89		18.89		18.89		18.89		18.89	
Área mínima calculada para estas condiciones: Ac = Cc * I² * d	146.3		7.5		26.6		49.7		33		22.6		26.9	
Área del conductor de fase	418.37		11.76		28.65		102.43		47.17		28.65		47.17	
Cumple por Cortocircuito?	CUMPLE		CUMPLE		CUMPLE		CUMPLE		CUMPLE		CUMPLE		CUMPLE	

Nota: Calculos económico de conductores parte 2, teniendo en cuenta la carga instalada, conductor utilizado, características electricas de los cables perdidas de tensión y potencia, perdidas de energia costos de la energia y calibres minimo de acometidas. Por J. H. Garnica, 2017

5.11 Verificación de los conductores, teniendo en cuenta el tiempo de disparo de los interruptores, la corriente de cortocircuito de la red y la capacidad de corriente del conductor de acuerdo con la norma iec 60909, ieee 242, capítulo 9 o equivalente

Tabla 5.39. Verificación de los conductores

Tabla 39

Cálculo de verificación de conductores

DESCRIPCION	VERIFICACION POR CORRIENTE														
	LONG	D. MAX	F.P	FASES	In (A)	VERIFICACION CORRIENTE <I	PROTECC	MOMENTO	I (A) PROTEC	PROTECC	In del cto (A)	Capacidad cable	F. Corrección Temp	F. Corrección Agrupam	Capacidad Acometida
	(m)	(KVA)						(KVA*m)	1.20		1.25	26 - 30°C	36 - 40°C	1.00	(A)
ACOMETIDA DE MEDIA TENSION	40	500	0.9	3	21.9	0.31	3 x 30 A F	20,000.0	26	30 A - F	27	52A	0.88	1.00	83.6
ACOMETIDA DE TRANSFOR A TG	10	500	0.9	3	1312.2	0.95	3 x 1520 A	5,000.0	1575	1520 A	1640	380 A	0.88	0.40	133.8
ALIMENTADOR DE TG A TD-301	46	7.98	0.92	2	36.3	0.95	1 x 60A	367.1	44	60 A	45	75 A	0.88	1.00	66
ALIMENTADOR DE TG A TD-302	45	9.61	0.92	2	43.7	0.95	1 x 60A	432.3	52	60 A	55	75 A	0.88	1.00	66
ALIMENTADOR DE TG A TD-303	49	9.62	0.92	2	43.7	0.95	1 x 60A	471.5	52	60 A	55	75 A	0.88	1.00	66
ALIMENTADOR DE TG A TD-304	56	9.79	0.92	2	44.5	0.95	1 x 60A	548.0	53	60 A	56	75 A	0.88	1.00	66
ALIMENTADOR DE TG A TD-401	49.3	9.78	0.92	2	44.5	0.95	1 x 60A	482.1	53	60 A	56	75 A	0.88	1.00	66
ALIMENTADOR DE TG A TD-402	48.3	9.61	0.92	2	43.7	0.95	1 x 60A	464.0	52	60 A	55	75 A	0.88	1.00	66
ALIMENTADOR DE TG A TD-403	52.3	9.62	0.92	2	43.7	0.95	1 x 60A	503.2	52	60 A	55	75 A	0.88	1.00	66
ALIMENTADOR DE TG A TD-404	59.3	9.79	0.92	2	44.5	0.95	1 x 60A	580.3	53	60 A	56	75 A	0.88	1.00	66
ALIMENTADOR DE TG A TD-501	52.6	9.78	0.92	2	44.5	0.95	1 x 60A	514.4	53	60 A	56	75 A	0.88	1.00	66
ALIMENTADOR DE TG A TD-502	51.6	9.61	0.92	2	43.7	0.95	1 x 60A	495.7	52	60 A	55	75 A	0.88	1.00	66
ALIMENTADOR DE TG A TD-503	55.6	9.62	0.92	2	43.7	0.95	1 x 60A	535.0	52	60 A	55	75 A	0.88	1.00	66
ALIMENTADOR DE TG A TD-504	62.6	9.79	0.92	2	44.5	0.95	1 x 60A	612.6	53	60 A	56	75 A	0.88	1.00	66
ALIMENTADOR DE TG A TD-601	55.9	9.78	0.92	2	44.5	0.95	1 x 60A	546.7	53	60 A	56	75 A	0.88	1.00	66
ALIMENTADOR DE TG A TD-602	54.9	9.61	0.92	2	43.7	0.95	1 x 60A	527.4	52	60 A	55	75 A	0.88	1.00	66
ALIMENTADOR DE TG A TD-603	58.9	9.62	0.92	2	43.7	0.95	1 x 60A	566.7	52	60 A	55	75 A	0.88	1.00	66
ALIMENTADOR DE TG A TD-604	65.9	9.79	0.92	2	44.5	0.95	1 x 60A	644.9	53	60 A	56	75 A	0.88	1.00	66
ALIMENTADOR DE TG A TD-701	59.2	9.78	0.92	2	44.5	0.95	1 x 60A	578.9	53	60 A	56	75 A	0.88	1.00	66
ALIMENTADOR DE TG A TD-702	58.2	9.61	0.92	2	43.7	0.95	1 x 60A	559.2	52	60 A	55	75 A	0.88	1.00	66
ALIMENTADOR DE TG A TD-703	62.2	9.62	0.92	2	43.7	0.95	1 x 60A	598.5	52	60 A	55	75 A	0.88	1.00	66
ALIMENTADOR DE TG A TD-704	69.2	9.79	0.92	2	44.5	0.95	1 x 60A	677.2	53	60 A	56	75 A	0.88	1.00	66
ALIMENTADOR DE TG A TD-801	62.5	9.78	0.92	2	44.5	0.95	1 x 60A	611.2	53	60 A	56	75 A	0.88	1.00	66
ALIMENTADOR DE TG A TD-802	61.5	9.61	0.92	2	43.7	0.95	1 x 60A	590.9	52	60 A	55	75 A	0.88	1.00	66
ALIMENTADOR DE TG A TD-803	65.5	9.62	0.92	2	43.7	0.95	1 x 60A	630.2	52	60 A	55	75 A	0.88	1.00	66
ALIMENTADOR DE TG A TD-804	72.5	9.79	0.92	2	44.5	0.95	1 x 60A	709.5	53	60 A	56	75 A	0.88	1.00	66
ALIMENTADOR DE TG A TD-901	65.8	9.78	0.92	2	44.5	0.95	1 x 60A	643.5	53	60 A	56	75 A	0.88	1.00	66
ALIMENTADOR DE TG A TD-902	64.8	9.61	0.92	2	43.7	0.95	1 x 60A	622.6	52	60 A	55	75 A	0.88	1.00	66
ALIMENTADOR DE TG A TD-903	68.8	9.62	0.92	2	43.7	0.95	1 x 60A	662.0	52	60 A	55	75 A	0.88	1.00	66
ALIMENTADOR DE TG A TD-904	75.8	9.79	0.92	2	44.5	0.95	1 x 60A	741.7	53	60 A	56	95 A	0.88	1.00	83.6
ALIMENTADOR DE TG A TD-1001	69.1	9.78	0.92	2	44.5	0.95	1 x 60A	675.8	53	60 A	56	75 A	0.88	1.00	66
ALIMENTADOR DE TG A TD-1002	68.1	9.61	0.92	2	43.7	0.95	1 x 60A	654.3	52	60 A	55	75 A	0.88	1.00	66
ALIMENTADOR DE TG A TD-1003	72.1	9.62	0.92	2	43.7	0.95	1 x 60A	693.7	52	60 A	55	75 A	0.88	1.00	66
ALIMENTADOR DE TG A TD-1004	79.1	9.79	0.92	2	44.5	0.95	1 x 60A	774.0	53	60 A	56	95 A	0.88	1.00	83.6
ALIMENTADOR DE TG A TD-1101	72.4	9.78	0.92	2	44.5	0.95	1 x 60A	708.0	53	60 A	56	75 A	0.88	1.00	66
ALIMENTADOR DE TG A TD-1102	71.4	9.61	0.92	2	43.7	0.95	1 x 60A	686.0	52	60 A	55	75 A	0.88	1.00	66
ALIMENTADOR DE TG A TD-1103	75.4	9.62	0.92	2	43.7	0.95	1 x 60A	725.5	52	60 A	55	75 A	0.88	1.00	66
ALIMENTADOR DE TG A TD-1104	82.4	9.79	0.92	2	44.5	0.95	1 x 60A	806.3	53	60 A	56	95 A	0.88	1.00	83.6
ALIMENTADOR DE TG A TD-1201	75.7	9.78	0.92	2	44.5	0.95	1 x 60A	740.3	53	60 A	56	95 A	0.88	1.00	83.6
ALIMENTADOR DE TG A TD-1202	74.7	9.61	0.92	2	43.7	0.95	1 x 60A	717.7	52	60 A	55	75 A	0.88	1.00	66
ALIMENTADOR DE TG A TD-1203	78.7	9.62	0.92	2	43.7	0.95	1 x 60A	757.3	52	60 A	55	95 A	0.88	1.00	83.6
ALIMENTADOR DE TG A TD-1204	85.7	9.79	0.92	2	44.5	0.95	1 x 60A	838.6	53	60 A	56	95 A	0.88	1.00	83.6
ALIMENTADOR DE TG A TD-1301	79	9.78	0.92	2	44.5	0.95	1 x 60A	772.6	53	60 A	56	95 A	0.88	1.00	83.6
ALIMENTADOR DE TG A TD-1302	78	9.61	0.92	2	43.7	0.95	1 x 60A	749.4	52	60 A	55	95 A	0.88	1.00	83.6

ALIMENTADOR DE TGA TD-1303	82	9.62	0.92	2	43.7	0.95	1x 60 A	789.0	52	60 A	55	95 A	0.88	1.00	83.6
ALIMENTADOR DE TGA TD-1304	89	9.78	0.92	2	44.5	0.95	1x 60 A	870.4	53	60 A	56	95 A	0.88	1.00	83.6
ALIMENTADOR DE TGA TD-1401	82.3	9.78	0.92	2	44.5	0.95	1x 60 A	804.8	53	60 A	56	95 A	0.88	1.00	83.6
ALIMENTADOR DE TGA TD-1402	81.3	9.61	0.92	2	43.7	0.95	1x 60 A	781.1	52	60 A	55	95 A	0.88	1.00	83.6
ALIMENTADOR DE TGA TD-1403	85.3	9.62	0.92	2	43.7	0.95	1x 60 A	820.8	52	60 A	55	95 A	0.88	1.00	83.6
ALIMENTADOR DE TGA TD-1404	92.3	9.78	0.92	2	44.5	0.95	1x 60 A	902.6	53	60 A	56	95 A	0.88	1.00	83.6
ALIMENTADOR DE TGA TD-1501	85.6	9.78	0.92	2	44.5	0.95	1x 60 A	837.1	53	60 A	56	95 A	0.88	1.00	83.6
ALIMENTADOR DE TGA TD-1502	84.6	9.61	0.92	2	43.7	0.95	1x 60 A	812.8	52	60 A	55	95 A	0.88	1.00	83.6
ALIMENTADOR DE TGA TD-1503	88.6	9.62	0.92	2	43.7	0.95	1x 60 A	852.5	52	60 A	55	95 A	0.88	1.00	83.6
ALIMENTADOR DE TGA TRANSFERENCIA	2	96.276	0.87	3	252.7	0.95	3 x 330A	192.6	303	330 A	316	380 A	0.88	1.00	334.4
ALIMENTADOR DE PLANTA A TRANSFERENCIA	10	110	0.9	3	288.7	0.95	3 x 330A	1,100.0	346	330 A	361	380 A	0.88	1.00	334.4
ALIMENTADOR DE TRANSFERENCIA A TD-AC	2	96.276	0.87	3	252.7	0.95	3 x 330A	192.6	303	330 A	316	380 A	0.88	1.00	334.4
ALIMENTADOR DE TD-AC A TD-MTS	16	22	0.85	3	56.8	0.95	3 x 80A	346.5	68	80 A	71	95 A	0.88	1.00	83.6
ALIMENTADOR DE TD-AC A TD-CMA	70	33	0.85	3	85.9	0.95	3 x 125A	2,291.5	103	125 A	107	150 A	0.88	1.00	132
ALIMENTADOR DE TD-AC A TD-PSA	60	5	0.85	3	13.1	0.95	3 x 20A	300.0	16	20 A	16	25 A	0.88	1.00	22
ALIMENTADOR DE TD-AC A TD-SSO	65	18	0.85	3	46.4	0.95	3 x 60A	1,149.5	56	60 A	58	75 A	0.88	1.00	66
ALIMENTADOR DE TD-AC A TD-LTP	12	15	0.9	3	38.9	0.95	3 x 60A	177.8	47	60 A	49	75 A	0.88	1.00	66
ALIMENTADOR DE TD-AC A TD-BCI	16	19	0.85	3	49.9	0.95		304.5	60		62	95 A	0.88	1.00	83.6

Nota: Verificación de conductores en cuanto a carga instalada, corriente calculada, capacidad de acometida y su protección del circuito Por J. H. Garnica, 2017.

5.12 Cálculo mecánico de estructuras y de elementos de sujeción de equipos

En esta sección se presentan los resultados obtenidos de los cálculos mecánicos de los elementos de sujeción y soporte de la instalación eléctrica del edificio Santana ubicado en la ciudad de Santa Marta, Colombia. En ese sentido, al contemplar la instalación de las protecciones, el equipo de medida y la derivación de media tensión en un poste existente; y al determinar que estos equipos no afectan el coeficiente de seguridad del poste. No es necesario el cálculo de retenidas, ni cimentaciones.

Tabla 5.40. Vanos ideales de regulación

Tabla 40

Vanos de regulación del conductor para determinar los tenses

VANOS IDEALES DE REGULACIÓN												
VANOS IDEALES DE REGULACION DEL CONDUCTOR EN M.T.												
Cantón No.	NIVEL	Apoyo Inicial	Apoyo Final	Longitud Cantón (M)	Vano de Regulación (M)	Tense de Flecha Máxima (daN)	Tense de Flecha Mínima (daN)	Flecha Máxima (m)	Flecha Mínima (m)	Parámetro de Flecha Máxima (m)	Parámetro de Flecha Mínima (m)	Flecha Máxima (m)
1	MT	EP 001	EP 002	50	50	73.8	255.8	0.90	0.26	1207.6	348.50	0.90
2	MT	EP 002	EP 003	30	30	47.3	259.9	0.50	0.09	1227.1	223.50	0.50

Nota: Vanos de regulación del conductor de media tensión por cantón, longitud, vano y las diferentes tensiones de flecha. Adaptado de “Memoria proyecto tipo líneas eléctricas aéreas MT sin neutro”, por Gas Natural Fenosa, 2012, (2), versión 3, p. 14.

Tabla 5.41. Resultados cálculo de eolovanos y gravivanos

Tabla 41

*Resultados cálculo de eolovanos y gravivanos, necesarios para el cálculo completo de los cálculos mecánicos***TABLAS DE REGULACIÓN (MT)**

CÁLCULO DE EOLOVANOS Y GRAVIVANOS					
No. Apoyo	No. de Cantón	Conductor	Eolovano (m)	Gravivano (m)	
				Hipótesis de Viento	Hipotesis Flecha Mínima
EP 001	1	1/0 ACSR	50	50	0.26
EP 002	01-feb	1/0 ACSR	40	40	0.16
EP 003	2	1/0 ACSR	15	15	0.025

Nota: Cálculo de eolovanos y gravivanos en cada apoyo teniendo en cuenta el número del cantón, conductor y las hipotesis de viento y flecha mínima. Adaptado de “Memoria proyecto tipo líneas eléctricas aéreas MT sin neutro”, por Gas Natural Fenosa, 2012, (2), versión 3, p. 15.

Tabla 5.42. Resultados cálculo de poste autoportado

Tabla 42

Resultados cálculo de poste autoportado, necesarios para el cálculo completo de los cálculos mecánicos

CALCULO DEL POSTE AUTOSOPORTADO				
INFORMACION DEL APOYO				
Numero de apoyo	Poste L-CR	β	Armado	Vano anterior
EP 001	12X750		AL - MT	50
EP 002	12X1600		ANC - MT	50
EP 003	12X1050		FL - MT	30

Nota: Tabla de postes autoportados para apoyos, especificando la carga de rotura, armado y distancia del vano anterior. Adaptado de “Archivo de excel tablas de electricaribe nueva normativa para proyecto tipo líneas eléctricas aéreas MT sin neutro”, por Gas Natural Fenosa, 2015, hoja de cálculo poste autoportado.

Tabla 5.43. Resultados cálculo de esfuerzos sobre el apoyo

Tabla 43

Resultados cálculo de esfuerzos sobre el apoyo, necesarios para el cálculo completo de los cálculos mecánicos

CALCULO DE ESFUERZOS SOBRE EL APOYO										
Numero de apoyo	NIVEL	FTVP	FTVC	FTVE	FTEC	FTEE	FLTC	FLEE	FLMC	Mt
EP 001	MT	69.84	14.53		0.37					
EP 002	MT	84.37	22.06	-	0.38		97.71	9.28	334.84	154.12
EP 003	MT	79.02	8.27	-		9.75	571.96			128.7

Nota: .Resultado de calculos de esfuerzos sobre apoyos, necesarios para los calculos mecánicos. Adaptado de “Archivo de excel tablas de electricaribe nueva normativa para proyecto tipo líneas eléctricas aéreas MT sin neutro”, por Gas Natural Fenosa, 2015, hoja de calculo esfuerzos sobre apoyo.

Tabla 5.44. Resultados cálculo de hipótesis normales

Tabla 44

Resultados cálculo de hipótesis normales, necesarios para el cálculo completo de los cálculos mecánicos

ANÁLISIS HIPÓTESIS NORMALES													
Número de apoyo	NIVEL	Validación del poste autoportado a la flexión				Esfuerzo Vertical Total				Esfuerzo Vertical a la altura de los equipos.			
		FHR	FHRT	C.R.	C.S. (2.5)	FVR	FVRT	E.V.U.	C.S. (1.2)	FVR	FVRT	E.V.U.	C.S. (1.2)
EP 001	MT												
EP 002	MT	151.18	151.18	1600	10.58	310.43	310.43	2608	8.40	650	650	3616	5.56
EP 003	MT												

Nota: Nota: .Resultado de calculos de analisis de hiposis anormales sobre apoyos.para validación de coeficientes de seguridad en cuanto a poste autoportado a flexión, esfuerzo vertical total y a la altura de los equipos. Adaptado de “Archivo de excel tablas de electricaribe nueva normativa para proyecto tipo líneas eléctricas aéreas MT sin neutro”, por Gas Natural Fenosa, 2015, hoja de calcul, hoja de analisis de hipotesis.

Tabla 5.45. Resultados cálculo de hipótesis anormales

Tabla 45

Resultados cálculo de hipótesis anormales, necesarias para el cálculo completo de los cálculos mecánicos

ANÁLISIS HIPÓTESIS ANORMALES													
Número de apoyo	NIVEL	Esfuerzo horizontal longitudinal por 50% de desequilibrio de tracciones				Momento Torsor por Rotura de un Conductor				Esfuerzo Vertical Total			
		FI	FIT	C.R.	C.S. (2.5)	Mr	MrT	Mut	Cs	Fv	FvT	E.V.U.	C.S. (1.2)
EP 001	MT												
EP 002	MT	123.58	123.58	1600	8.3	154.12	154.12	1079	7.00	310.43	310.43	2608	8.40
EP 003	MT												

Nota: Resultado de analisis de hipotesis anormales en cada apoyo, teniendo en cuenta los esfuerzos horizontales, momentos torsores y vertcales. Adaptado de “Archivo de excel tablas de electricaribe nueva normativa para proyecto tipo líneas eléctricas aéreas MT sin neutro”, por Gas Natural Fenosa, 2015, hoja de calculo hoja de analisis de hipotesis

5.13 Cálculo y coordinación de protecciones contra sobre corrientes. En baja tensión se permite la coordinación con las características de limitación de corriente de los dispositivos según iec 60947-2 anexo a

Para realizar el proceso de coordinación de protecciones contra sobre corriente, se utilizó el software ECODIAL (Schneider electric) amparado por las ecuaciones descritas en secciones anteriores. Se corrió el flujo de carga del sistema y se determinó la corriente de cortocircuito en cada uno de los puntos del sistema.

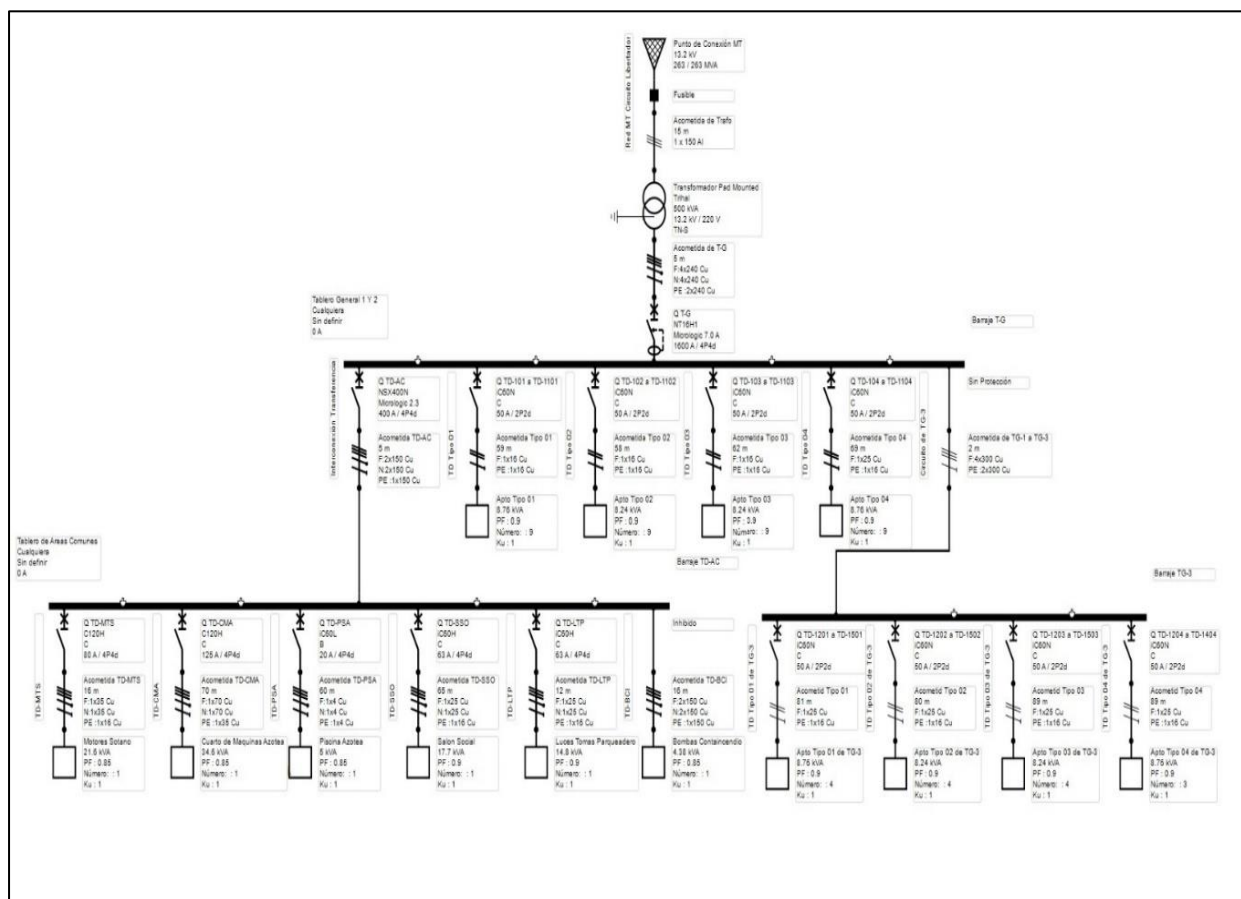
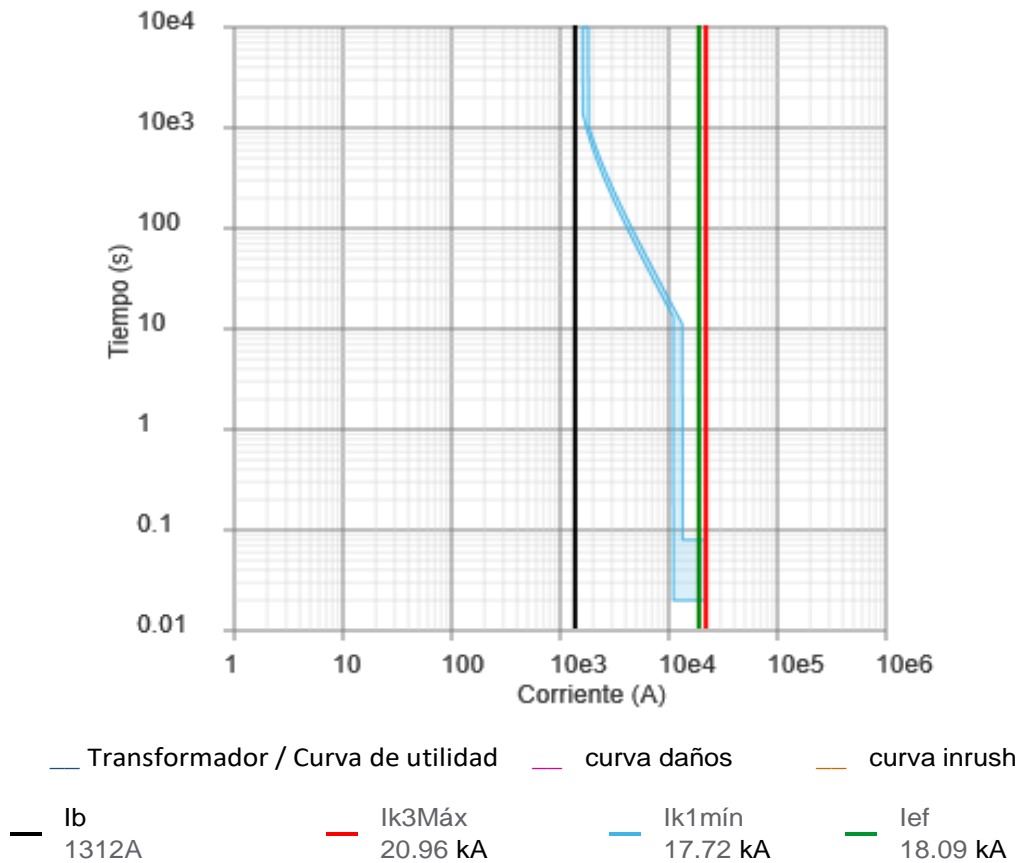


Figura 5.2. Resultados coordinación de protecciones, empleando como simulador el software ECODIAL. Por J. H. Garnica, 2017.

Diagrama de selectividad para Q T-G y NA en Normal modo de explotación

Q T-G: NT16H1 - Micrologic 7.0 A - 1600 A

Estado de la Discriminación: Selectividad no calculada: no hay protección BT aguas arriba



	Q T-G	NA
Gama	Masterpact NT	NA
Tecnología Designación / fusible	NT16H1	NA
Disyuntor / fusible del circuito	1600	NA
Unidad de disparo	Micrologic 7.0 A	NA
Viaje de los aparatos	1600	NA
Ajustes de retardo largo		
Ir (A)	1520 (ajuste : 0.95)	NA
Tr (s)	24	NA
Ajustes de retardo corto		
Isd (A)	12160 (ajuste : 8)	NA
Tsd (s)	0.08	NA
disparo instantáneo		
Ii (A)	19200 (ajuste : 12) A	NA

Figura 5.3. Diagrama de selectividad para Q T-G y NA, empleando cómo simulador el software ECODIAL. Por J. H. Garnica, 2017.

Diagrama de selectividad para Q TD-101 a TD-1101 y Q T-G en Normal modo de explotación

Q TD-101 a TD-1101: iC60N - C - 50 A
Q T-G: NT16H1 - Micrologic 7.0 A - 1600 A

Estado de la Discriminación: [Selectividad total](#)

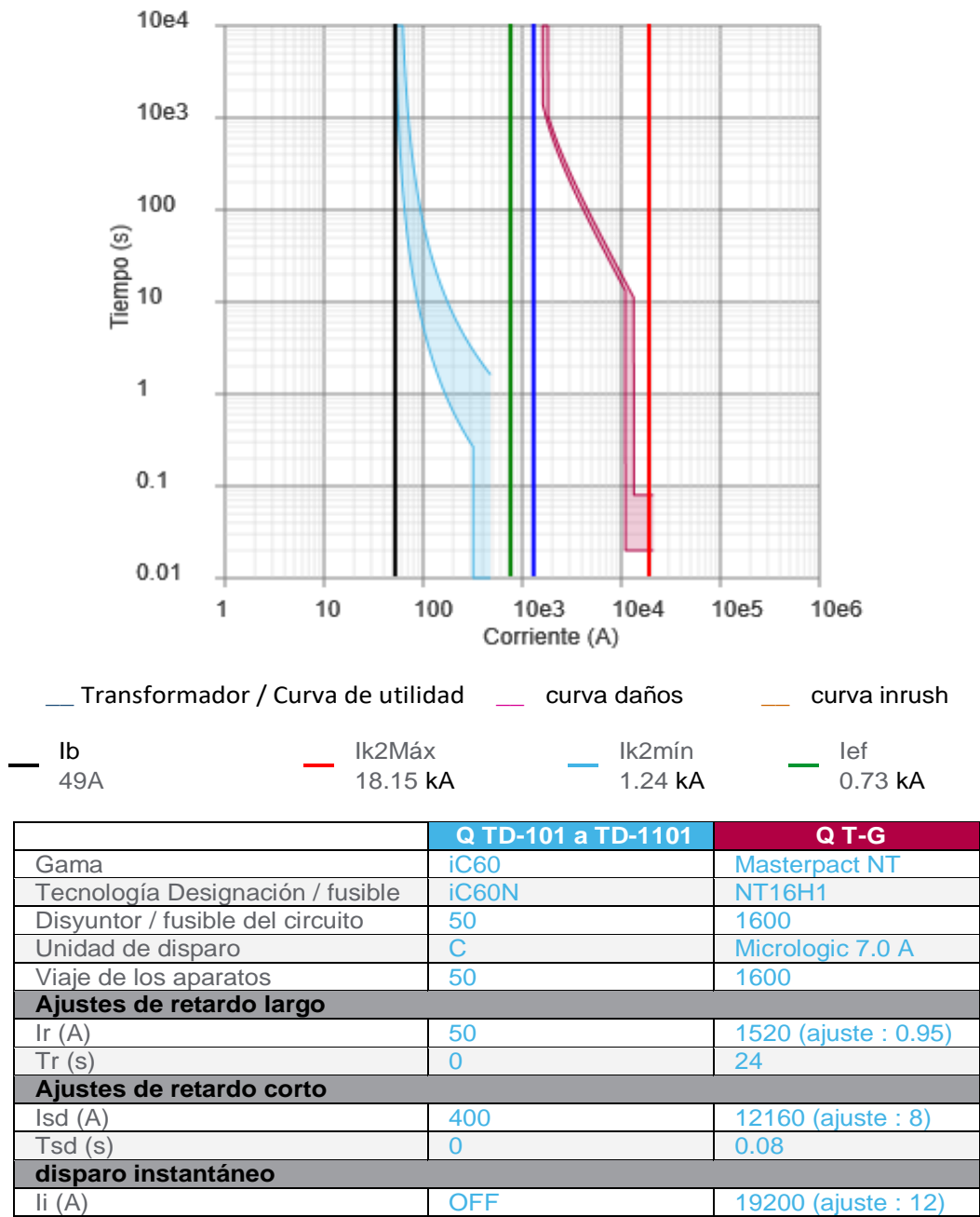


Figura 5.4. Diagrama de selectividad para Q TD-101 a TD-1101 y Q T-G, empleando cómo simulador el software ECODIAL. Por J. H. Garnica, 2017.

Diagrama de selectividad para Q TD-1201 a TD-1501 y Q T-G en Normal modo de explotación

Q TD-1201 a TD-1501: iC60N - C - 50 A
Q T-G: NT16H1 - Micrologic 7.0 A - 1600 A

Estado de la Discriminación: [Selectividad total](#)

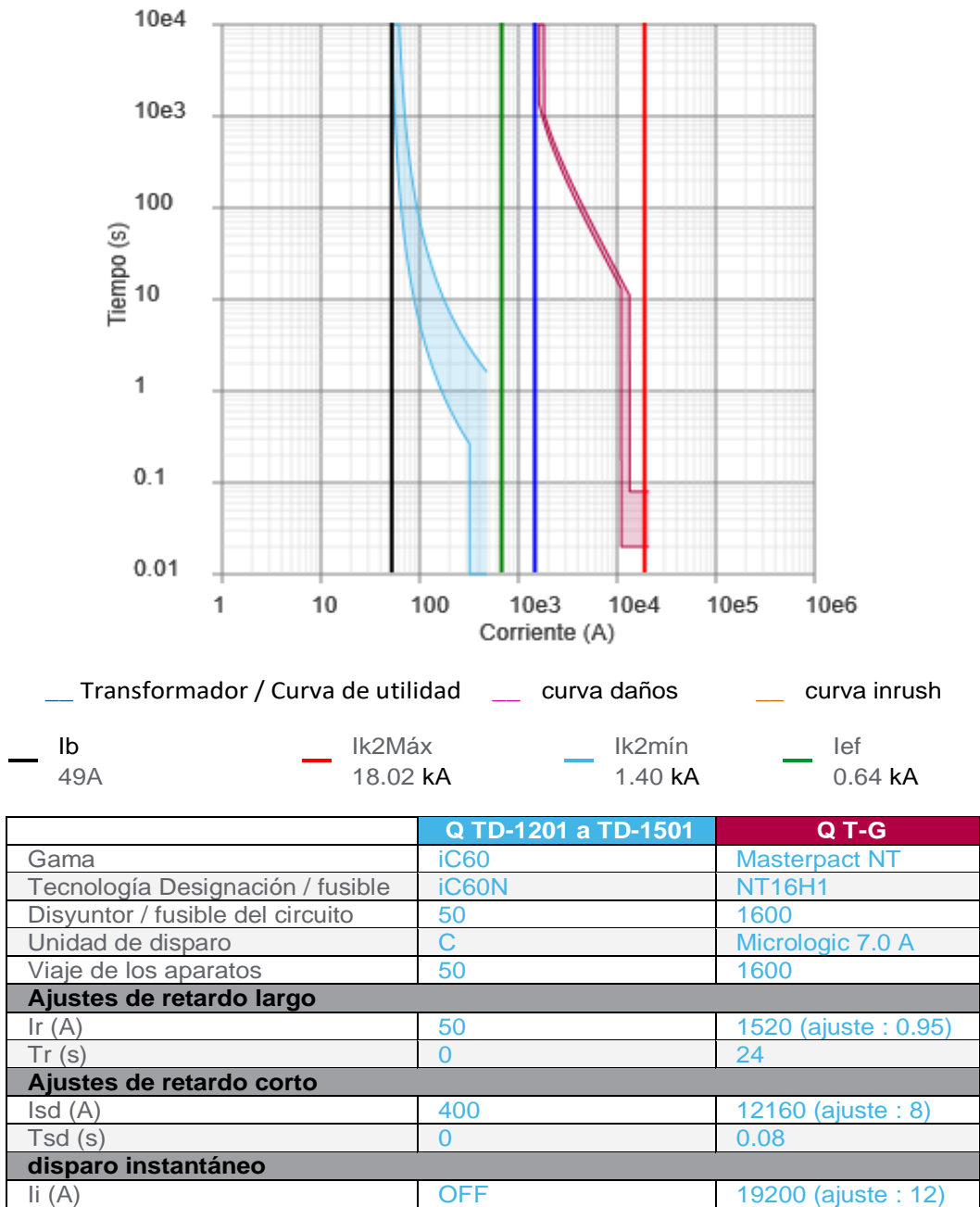
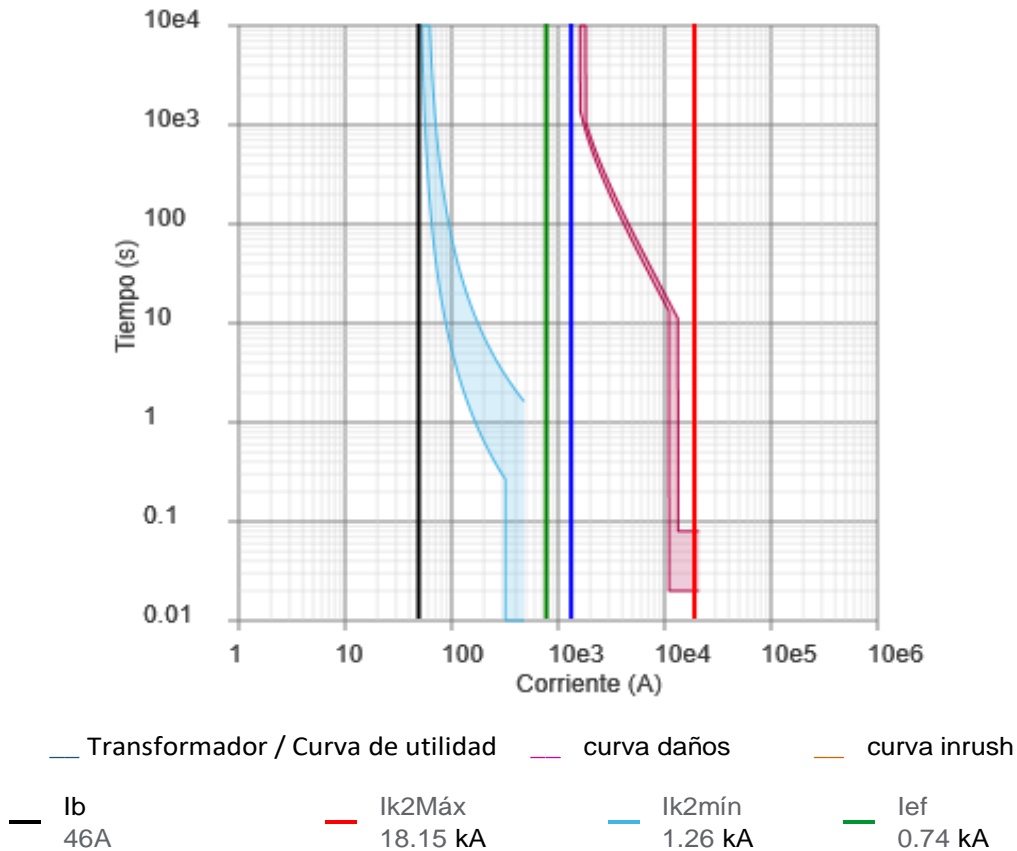


Figura 5.5. Diagrama de selectividad para Q TD-1201 a TD-1501 y Q T-G, empleando cómo simulador el software ECODIAL. Por J. H. Garnica, 2017.

Diagrama de selectividad para Q TD-102 a TD-1102 y Q T-G en Normal modo de explotación

Q TD-102 a TD-1102: iC60N - C - 50 A
Q T-G: NT16H1 - Micrologic 7.0 A - 1600 A

Estado de la Discriminación: Selectividad total



	Q TD-102 a TD-1102	Q T-G
Gama	iC60	Masterpact NT
Tecnología Designación / fusible	iC60N	NT16H1
Disyuntor / fusible del circuito	50	1600
Unidad de disparo	C	Micrologic 7.0 A
Viaje de los aparatos	50	1600
Ajustes de retardo largo		
Ir (A)	50	1520 (ajuste : 0.95)
Tr (s)	0	24
Ajustes de retardo corto		
Isd (A)	400	12160 (ajuste : 8)
Tsd (s)	0	0.08
disparo instantáneo		
Ii (A)	OFF	19200 (ajuste : 12)

Figura 5.6. Diagrama de selectividad para Q TD-102 a TD-1102 y Q T-G, empleando cómo simulador el software ECODIAL. Por J. H. Garnica, 2017.

Diagrama de selectividad para Q TD-1202 a TD-1502 y Q T-G en Normal modo de explotación

Q TD-1202 a TD-1502: iC60N - C - 50 A
Q T-G: NT16H1 - Micrologic 7.0 A - 1600 A

Estado de la Discriminación: [Selectividad total](#)

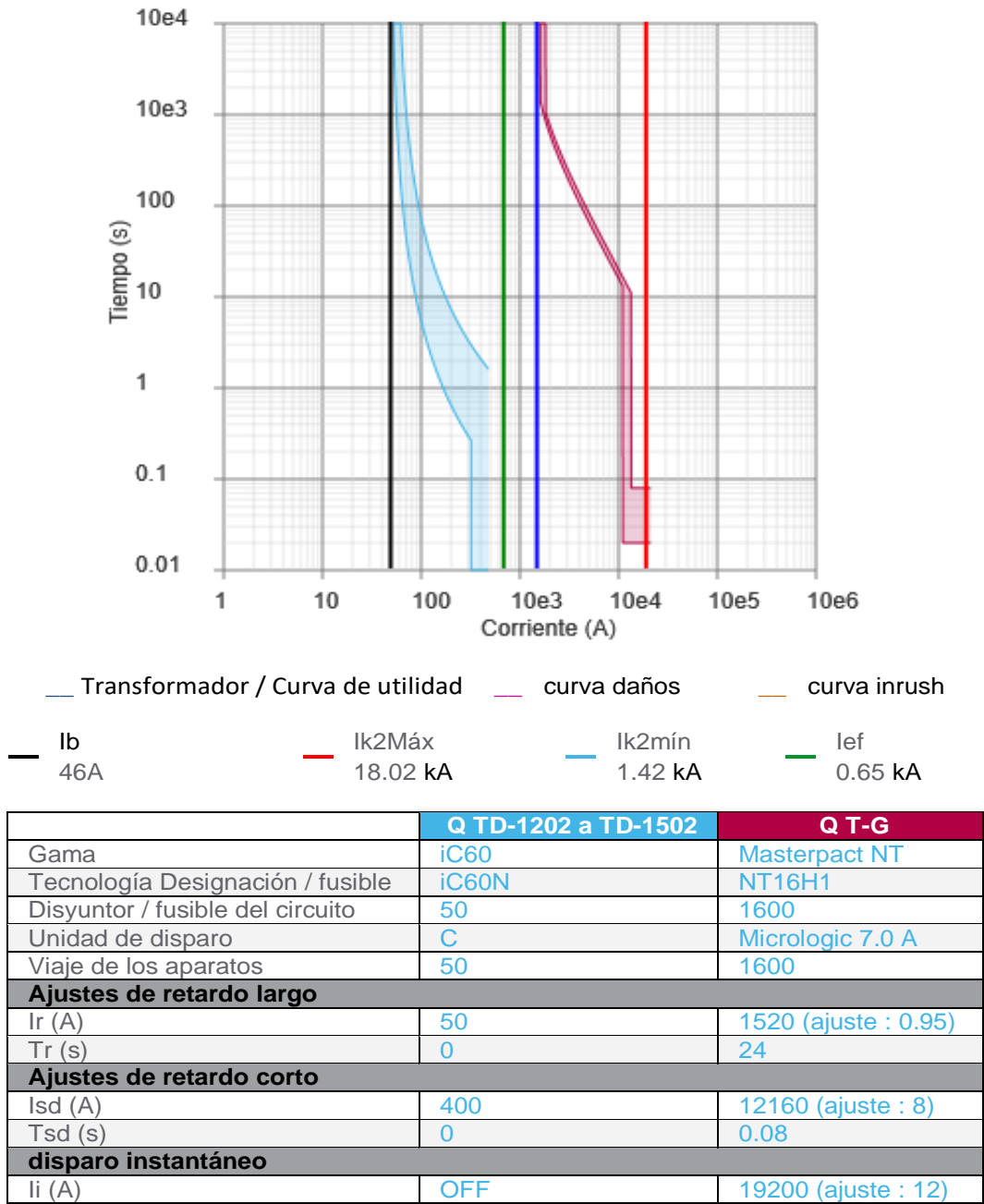
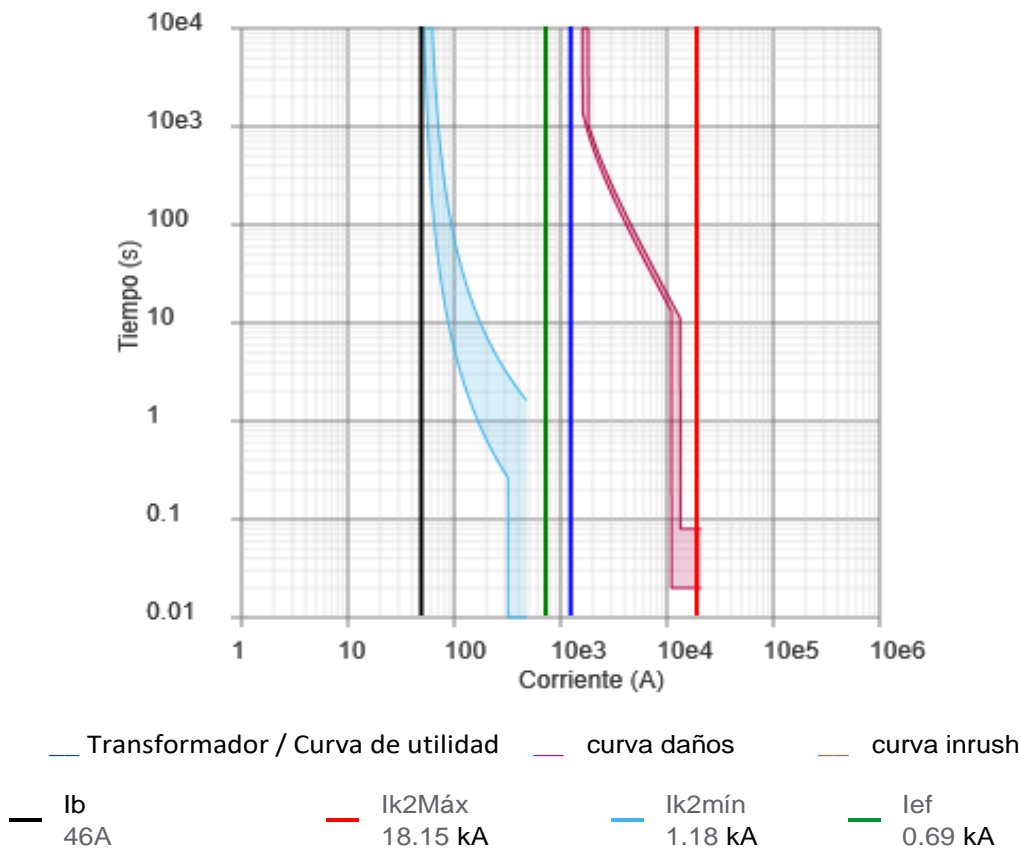


Figura 5.7. Diagrama de selectividad para Q TD-1202 a TD-1502 y Q T-G, empleando cómo simulador el software ECODIAL. Por J. H. Garnica, 2017.

Diagrama de selectividad para Q TD-103 a TD-1103 y Q T-G en Normal modo de explotación

Q TD-103 a TD-1103: iC60N - C - 50 A
Q T-G: NT16H1 - Micrologic 7.0 A - 1600 A

Estado de la Discriminación: [Selectividad total](#)



	Q TD-103 a TD-1103	Q T-G
Gama	iC60	Masterpact NT
Tecnología Designación / fusible	iC60N	NT16H1
Disyuntor / fusible del circuito	50	1600
Unidad de disparo	C	Micrologic 7.0 A
Viaje de los aparatos	50	1600
Ajustes de retardo largo		
I _r (A)	50	1520 (ajuste : 0.95)
T _r (s)	0	24
Ajustes de retardo corto		
I _{sd} (A)	400	12160 (ajuste : 8)
T _{sd} (s)	0	0.08
disparo instantáneo		
I _i (A)	OFF	19200 (ajuste : 12)

Figura 5.8. Diagrama de selectividad para Q TD-103 a TD-1103 y Q T-G, empleando cómo simulador el software ECODIAL. Por J. H. Garnica, 2017.

Diagrama de selectividad para Q TD-1203 a TD-1503 y Q T-G en Normal modo de explotación

Q TD-1203 a TD-1503: iC60N - C - 50 A
Q T-G: NT16H1 - Micrologic 7.0 A - 1600 A

Estado de la Discriminación: [Selectividad total](#)

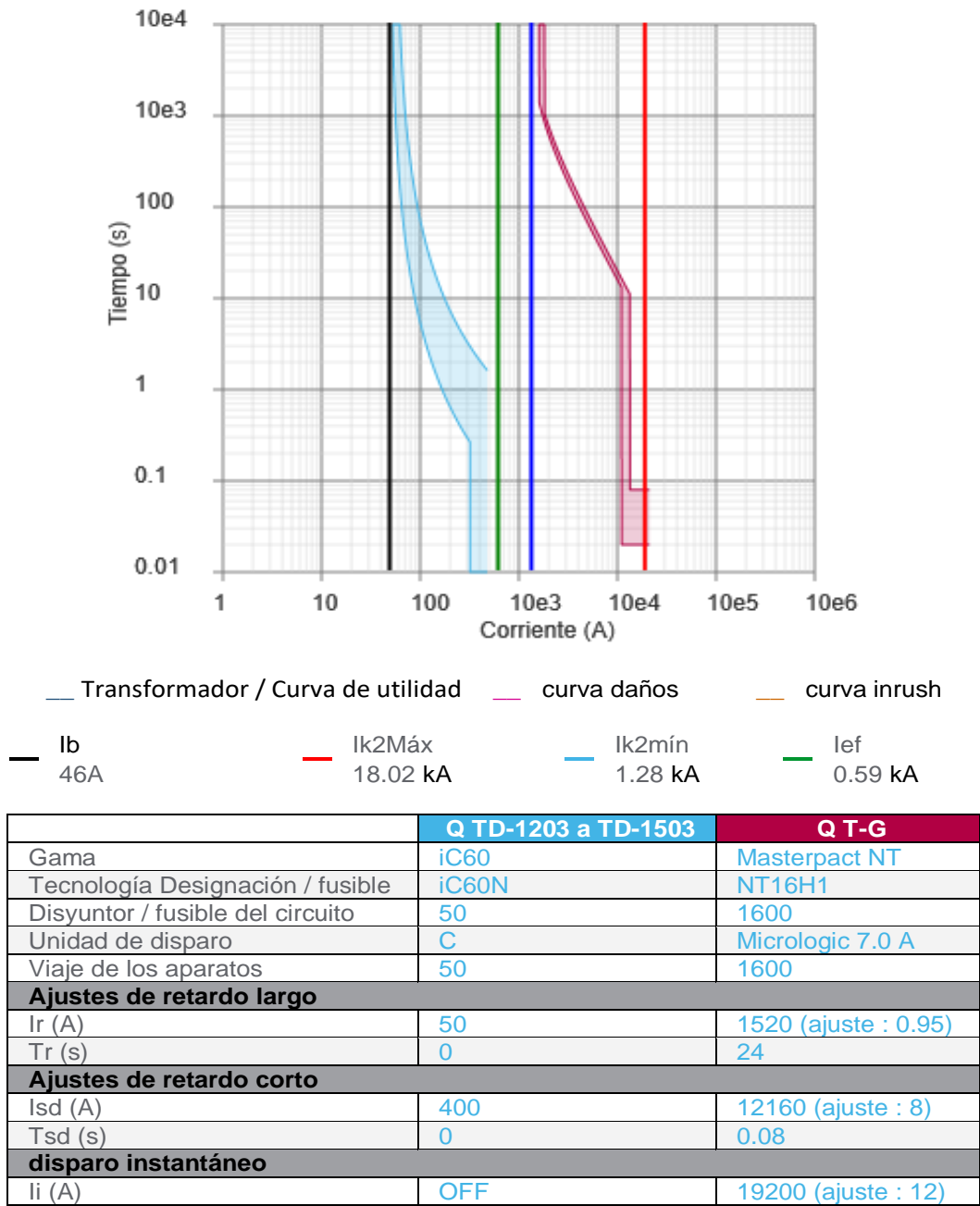


Figura 5.9. Diagrama de selectividad para Q TD-1203 a TD-1503 y Q T-G, empleando cómo simulador el software ECODIAL. Por J. H. Garnica, 2017.

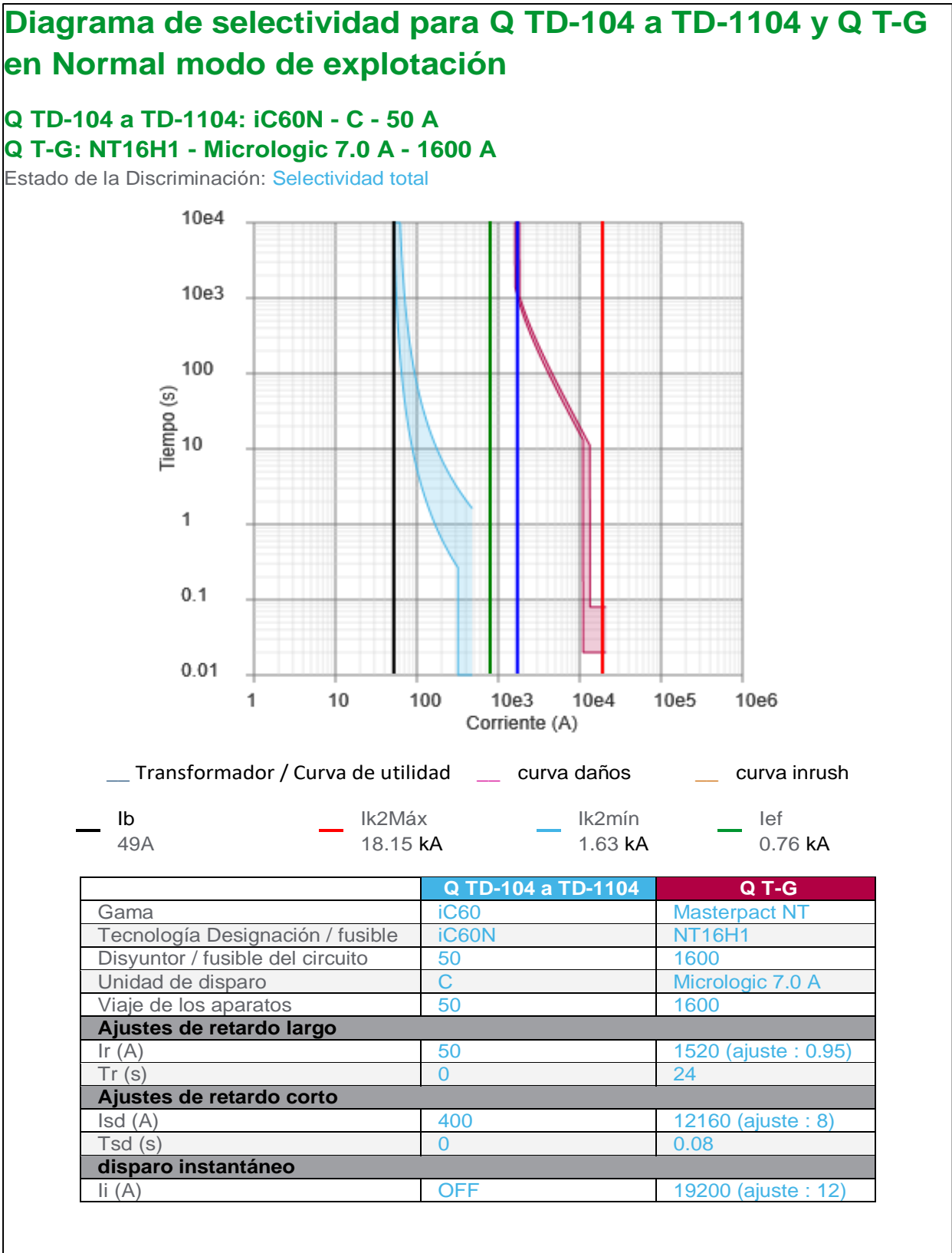


Figura 5.10. Diagrama de selectividad para Q TD-104 a TD-1104 y Q T-G, empleando cómo simulador el software ECODIAL. Por J. H. Garnica, 2017.

Diagrama de selectividad para Q TD-1204 a TD-1404 y Q T-G en Normal modo de explotación

Q TD-1204 a TD-1404: iC60N - C - 50 A
Q T-G: NT16H1 - Micrologic 7.0 A - 1600 A

Estado de la Discriminación: [Selectividad total](#)

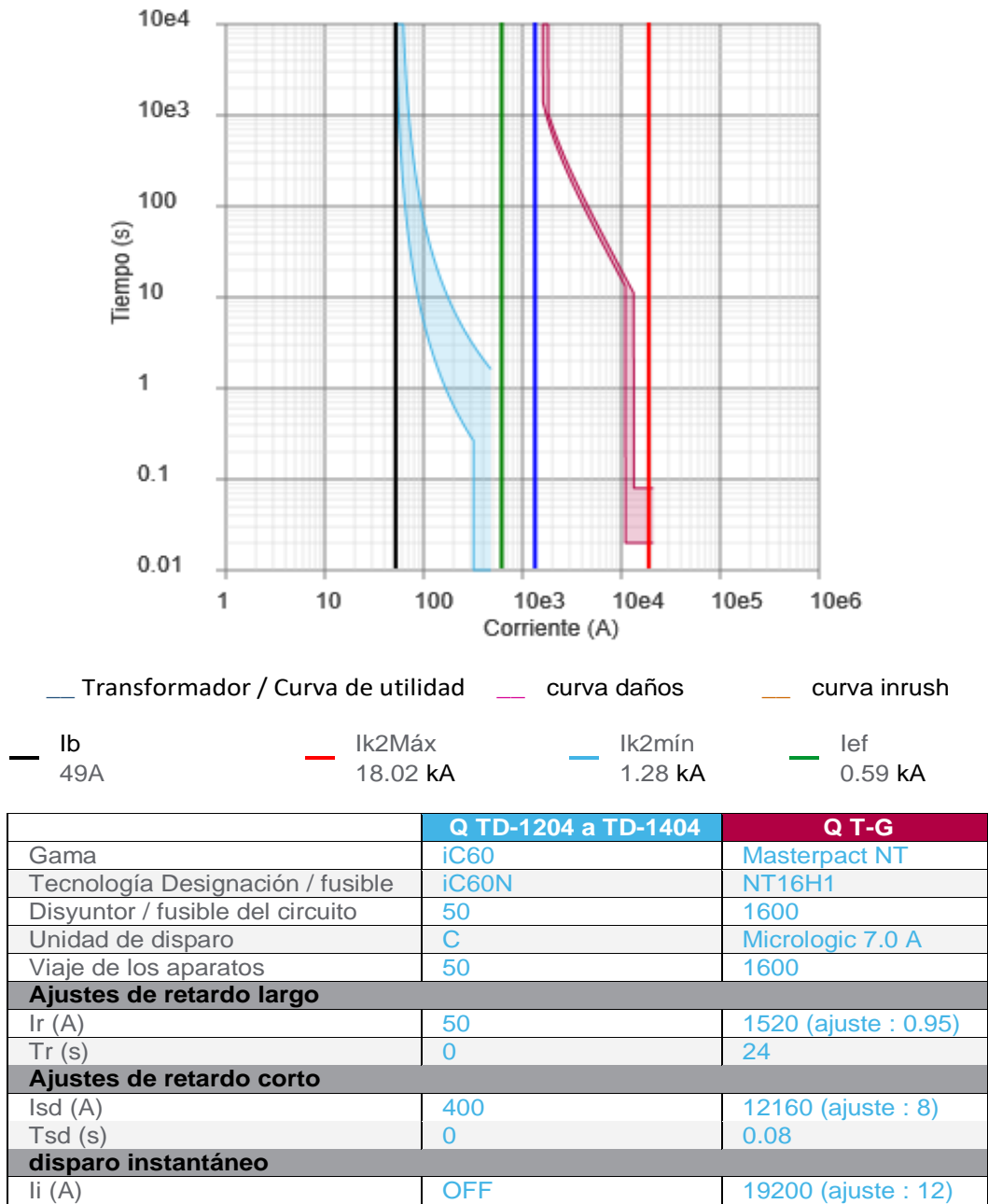


Figura 5.11. Diagrama de selectividad para Q TD-1204 a TD-1404 y Q T-G, empleando cómo simulador el software ECODIAL. Por J. H. Garnica, 2017.

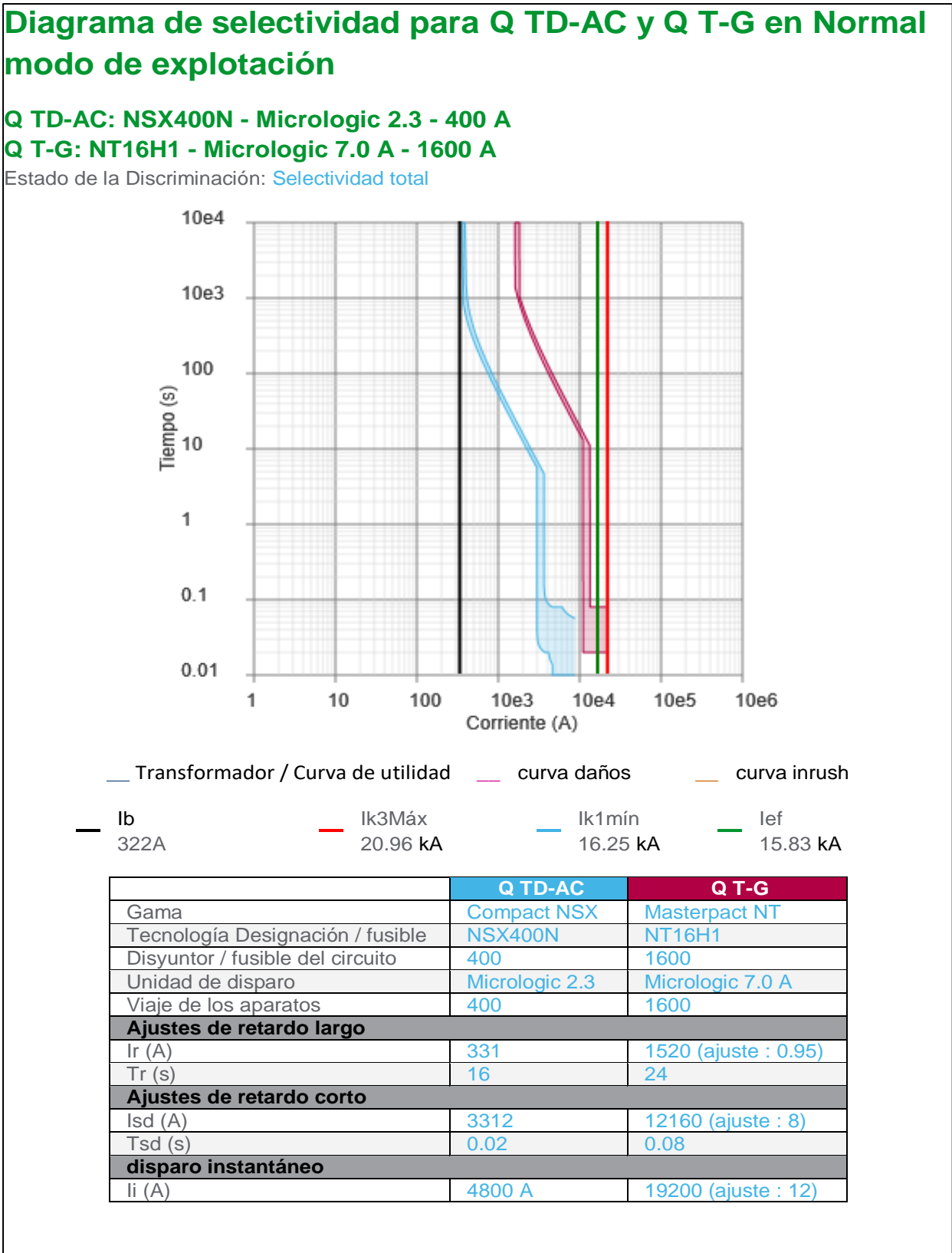
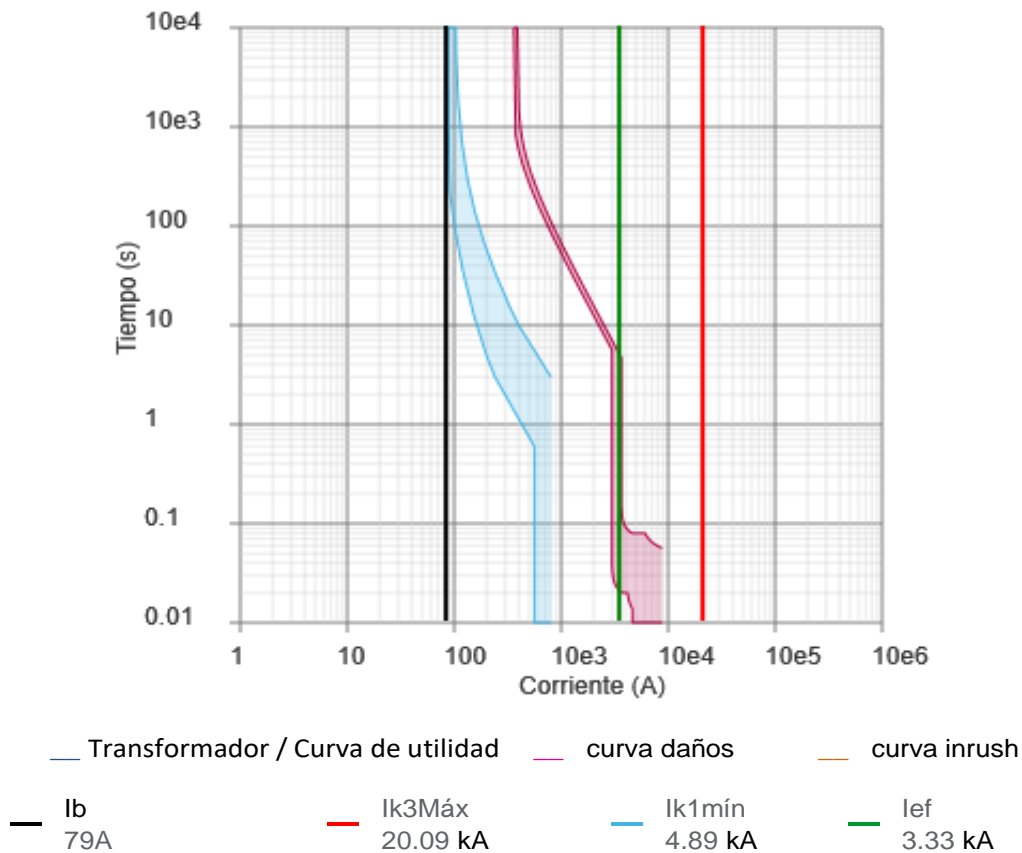


Figura 5.12. Diagrama de selectividad para Q TD-AC y Q T-G, empleando cómo simulador el software ECODIAL.
Por J. H. Garnica, 2017.

Diagrama de selectividad para Q TD-MTS y Q TD-AC en Normal modo de explotación

Q TD-MTS: C120H - C - 80 A
Q TD-AC: NSX400N - Micrologic 2.3 - 400 A

Estado de la Discriminación: Selectividad total



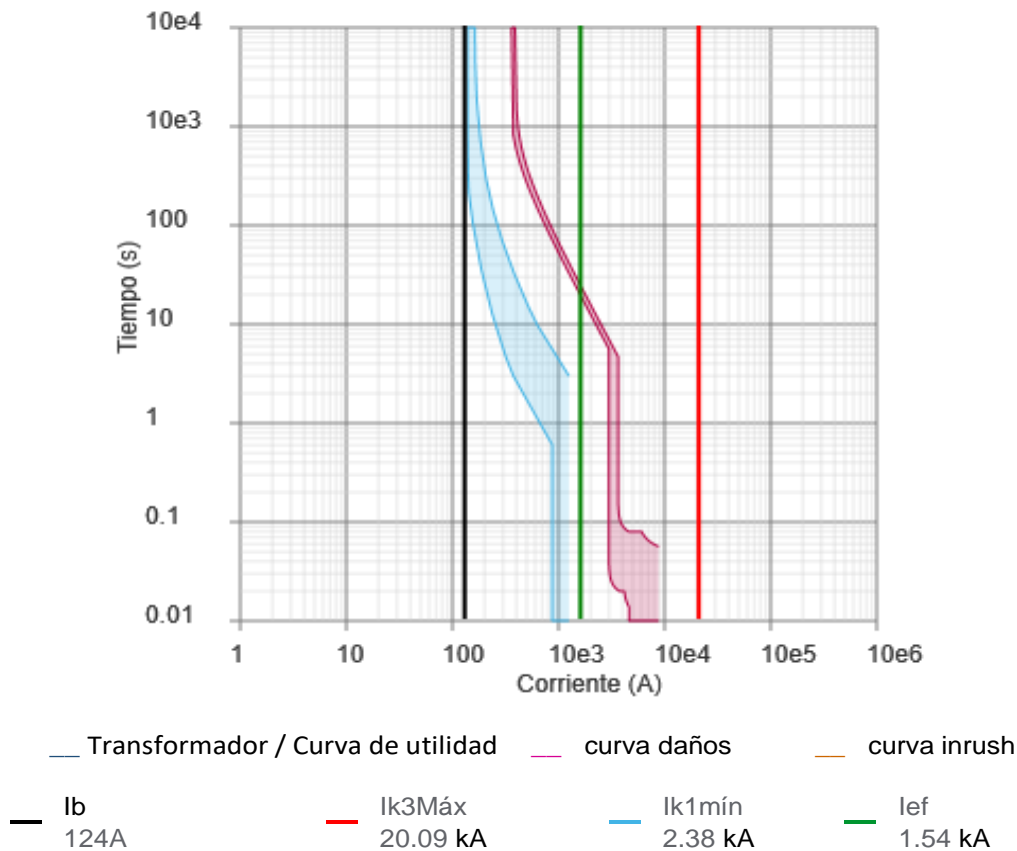
	Q TD-MTS	Q TD-AC
Gama	Acti9 C120	Compact NSX
Tecnología Designación / fusible	C120H	NSX400N
Disyuntor / fusible del circuito	80	400
Unidad de disparo	C	Micrologic 2.3
Viaje de los aparatos	80	400
Ajustes de retardo largo		
Ir (A)	80	331
Tr (s)	0	16
Ajustes de retardo corto		
Isd (A)	680	3312
Tsd (s)	0	0.02
disparo instantáneo		
Ii (A)	OFF	4800

Figura 5.13. Diagrama de selectividad para Q TD-MTS y Q TD-AC, empleando cómo simulador el software ECODIAL. Por J. H. Garnica, 2017.

Diagrama de selectividad para Q TD-CMA y Q TD-AC en Normal modo de explotación

Q TD-CMA: C120H - C - 125 A
Q TD-AC: NSX400N - Micrologic 2.3 - 400 A

Estado de la Discriminación: [Selectividad total](#)



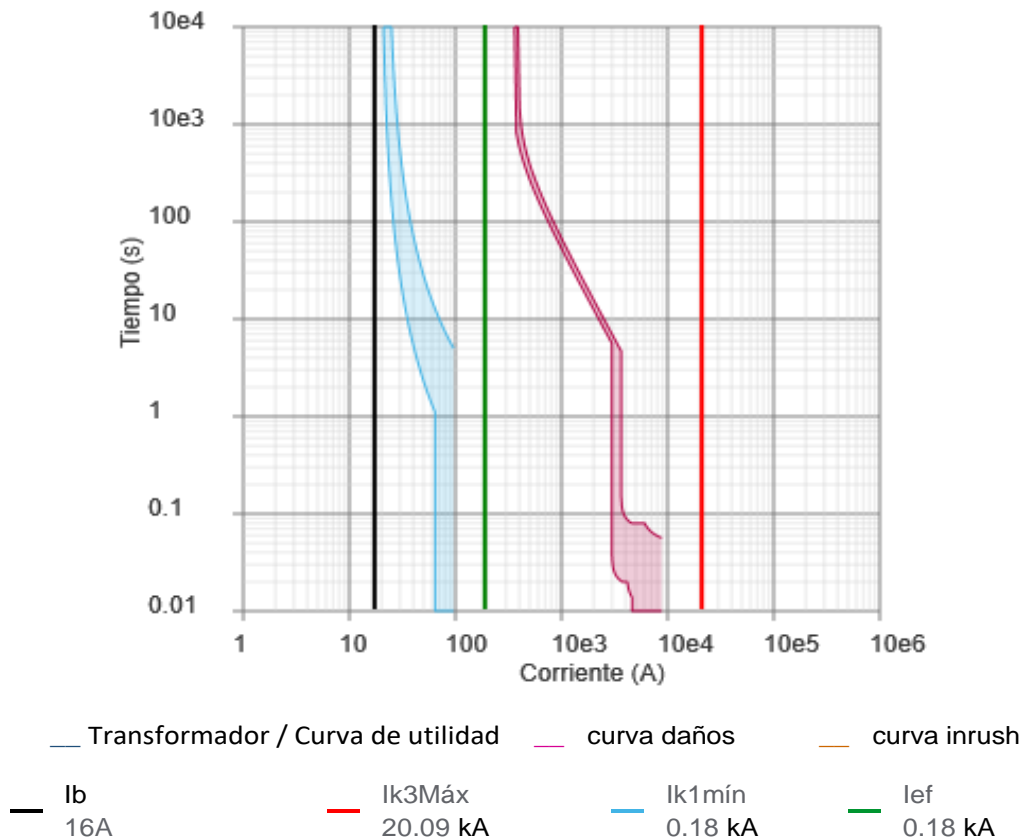
	Q TD-CMA	Q TD-AC
Gama	Acti9 C120	Compact NSX
Tecnología Designación / fusible	C120H	NSX400N
Disyuntor / fusible del circuito	125	400
Unidad de disparo	C	Micrologic 2.3
Viaje de los aparatos	125	400
Ajustes de retardo largo		
Ir (A)	125	331
Tr (s)	0	16
Ajustes de retardo corto		
Isd (A)	1062	3312
Tsd (s)	0	0.02
disparo instantáneo		
Ii (A)	OFF	4800

Figura 5.14. Diagrama de selectividad para Q TD-CMA y Q TD-AC, empleando como simulador el software ECODIAL. Por J. H. Garnica, 2017.

Diagrama de selectividad para Q TD-PSA y Q TD-AC en Normal modo de explotación

Q TD-PSA: iC60L - B - 20 A
Q TD-AC: NSX400N - Micrologic 2.3 - 400 A

Estado de la Discriminación: [Selectividad total](#)



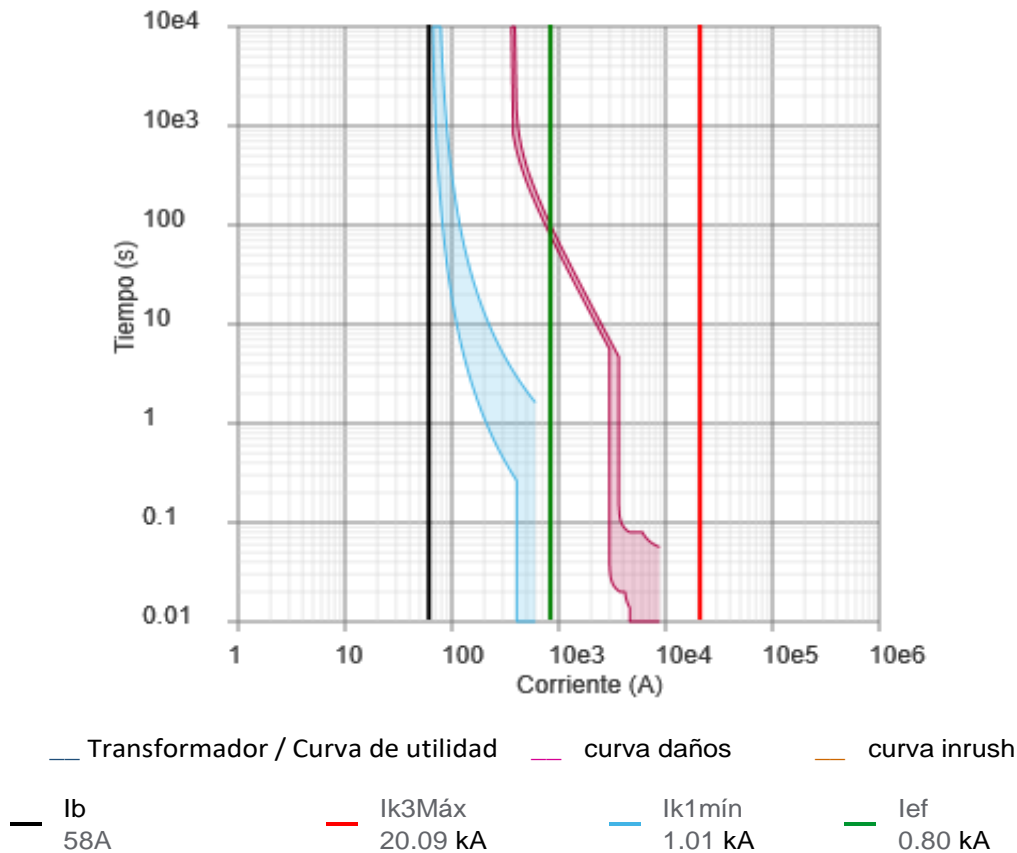
	Q TD-PSA	Q TD-AC
Gama	iC60	Compact NSX
Tecnología Designación / fusible	iC60L	NSX400N
Disyuntor / fusible del circuito	20	400
Unidad de disparo	B	Micrologic 2.3
Viaje de los aparatos	20	400
Ajustes de retardo largo		
Ir (A)	20	331
Tr (s)	0	16
Ajustes de retardo corto		
Isd (A)	80	3312
Tsd (s)	0	0.02
disparo instantáneo		
Ii (A)	OFF	4800

Figura 5.15. Diagrama de selectividad para Q TD-PSA y Q TD-AC, empleando cómo simulador el software ECODIAL. Por J. H. Garnica, 2017.

Diagrama de selectividad para Q TD-SSO y Q TD-AC en Normal modo de explotación

Q TD-SSO: iC60H - C - 63 A
Q TD-AC: NSX400N - Micrologic 2.3 - 400 A

Estado de la Discriminación: [Selectividad total](#)



	Q TD-SSO	Q TD-AC
Gama	iC60	Compact NSX
Tecnología Designación / fusible	iC60H	NSX400N
Disyuntor / fusible del circuito	63	400
Unidad de disparo	C	Micrologic 2.3
Viaje de los aparatos	63	400
Ajustes de retardo largo		
Ir (A)	63	331
Tr (s)	0	16
Ajustes de retardo corto		
Isd (A)	504	3312
Tsd (s)	0	0.02
disparo instantáneo		
Ii (A)	OFF	4800

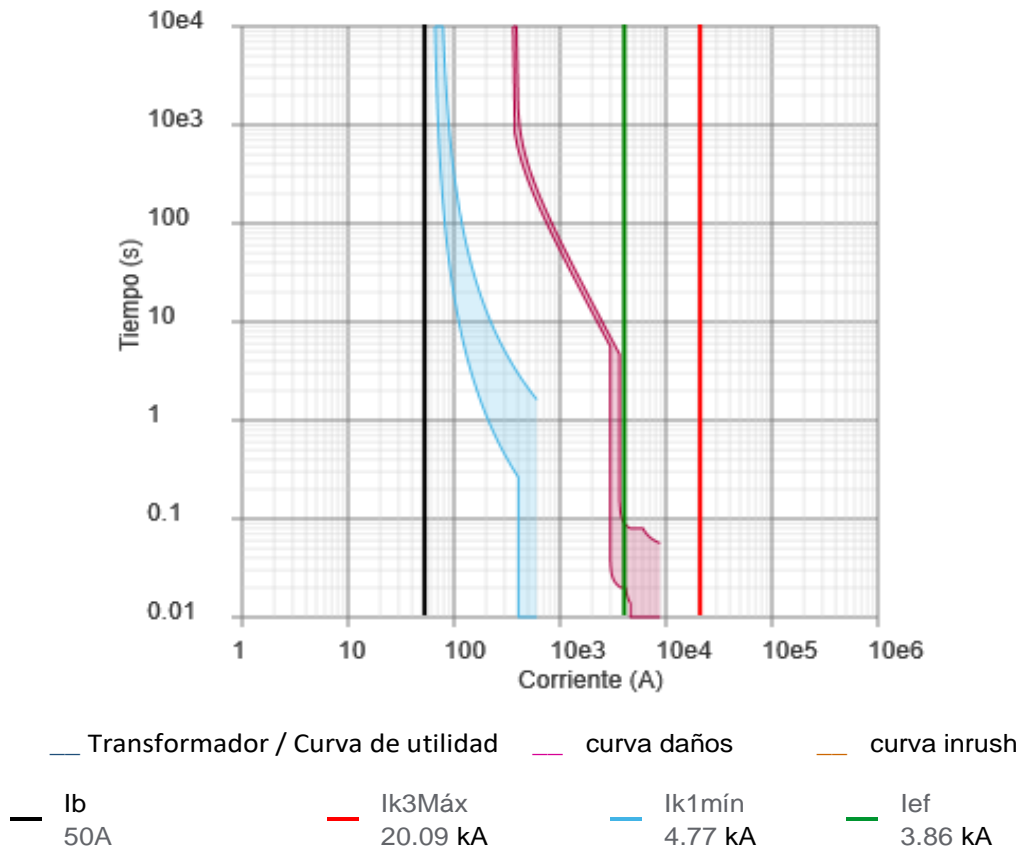
Figura 5.16. Diagrama de selectividad para Q TD-SSO y Q TD-AC, empleando como simulador el software ECODIAL. Por J. H. Garnica, 2017.

Diagrama de selectividad para Q TD-LTP y Q TD-AC en Normal modo de explotación

Q TD-LTP: iC60H - C - 63 A

Q TD-AC: NSX400N - Micrologic 2.3 - 400 A

Estado de la Discriminación: [Selectividad total](#)



	Q TD-LTP	Q TD-AC
Gama	iC60	Compact NSX
Tecnología Designación / fusible	iC60H	NSX400N
Disyuntor / fusible del circuito	63	400
Unidad de disparo	C	Micrologic 2.3
Viaje de los aparatos	63	400
Ajustes de retardo largo		
Ir (A)	63	331
Tr (s)	0	16
Ajustes de retardo corto		
Isd (A)	504	3312
Tsd (s)	0	0.02
disparo instantáneo		
Ii (A)	OFF	4800

Figura 5.17. Diagrama de selectividad para Q TD-LTP y Q TD-AC, empleando cómo simulador el software ECODIAL. Por J. H. Garnica, 2017.

Tabla 5.46. Resumen de los resultados de la coordinación de protecciones

Tabla 46

Resumen de los resultados de la coordinación de protecciones.

Nombre	Cant.	Rango - Designación	Calibre (A)	Polos	Curva de disparo /unidad de control	Ib	Poder de corte
Q T-G	1	Masterpact NT - NT16H1	1600	4P4d	Micrologic 7.0 A	1520 A	42 kA
Q TD-101 a TD-1101	9	IC60 - IC60N	50	2P2d	C	49.8 A	20 kA
Q TD-102 a TD-1102	9	IC60 - IC60N	50	2P2d	C	46.8 A	20 kA
Q TD-103 a TD-1103	9	IC60 - IC60N	50	2P2d	C	46.8 A	20 kA
Q TD-104 a TD-1104	9	IC60 - IC60N	50	2P2d	C	49.8 A	20 kA
Q TD-1201 a TD-1501	4	IC60 - IC60N	50	2P2d	C	49.8 A	20 kA
Q TD-1202 a TD-1502	4	IC60 - IC60N	50	2P2d	C	46.8 A	20 kA
Q TD-1203 a TD-1503	4	IC60 - IC60N	50	2P2d	C	46.8 A	20 kA
Q TD-1204 a TD-1404	3	IC60 - IC60N	50	2P2d	C	49.8 A	20 kA
Q TD-AC	1	Compact NSX - NSX400N	400	4P4d	Micrologic 2.3 E	321.9 A	85 kA
Q TD-MTS	1	Acti9 NG125 - NG125N	80	4P4d	C	80.0 A	30 kA
Q TD-CMA	1	Acti9 NG125 - NG125N	125	4P4d	C	124.0 A	30 kA
Q TD-PSA	1	IC60 - IC60L	20	4P4d	C	16.0 A	25 kA
Q TD-SSO	1	IC60 - IC60H	63	4P4d	C	58.0 A	30 kA
Q TD-LTP	1	IC60 - IC60H	63	4P4d	C	49.0 A	30 kA

Nota: Resumen de protecciones calculadas por medio del software simulador ECODIAL, especificando el nombre, cantidad, rango, calibre, número de polos, tipo de curva de disparo, corriente de base Ib y el poder de corte de cada uno de los tipos de protecciones utilizados en los tableros de distribución de los apartamentos. Por J. H. Garnica, 2017.

[illegible]

FUENTE	TAB. 1	TAB. 2	TAB. 3	DESCRIPCION	POT.	In	PROT	CONDUCTOR		FASES	2	TIPO	2Ø	AREA TOTAL CONDUCTORES EN mm²	DUCTO PVC ESCOGIDO		SECCION DEL DUCTO EN mm²	PORCENTAJE DE OCUPACION DEL DUCTO
					KVA	A	A	FASE		NEUTRO		TIERRA			CANT	DIAMETRO		
								CANT	CALIBRE	CANT	CALIBRE	CANT	CALIBRE					
	T-G	TD-301		TABLERO AP 301	7.98	45.30	2x60	1	6	1	6	1	10	97.71	1	3/4"	346.35	28.21
	T-G	TD-302		TABLERO AP 302	9.61	54.60	2x60	1	6	1	6	1	10	97.71	1	3/4"	346.35	28.21
	T-G	TD-303		TABLERO AP 303	9.62	54.70	2x60	1	6	1	6	1	10	97.71	1	3/4"	346.35	28.21
	T-G	TD-304		TABLERO AP 304	9.79	55.60	2x60	1	6	1	6	1	10	97.71	1	3/4"	346.35	28.21
	T-G	TD-401		TABLERO AP 401	9.78	55.60	2x60	1	6	1	6	1	10	97.71	1	3/4"	346.35	28.21
	T-G	TD-402		TABLERO AP 402	9.61	54.60	2x60	1	6	1	6	1	10	97.71	1	3/4"	346.35	28.21
	T-G	TD-403		TABLERO AP 403	9.62	54.70	2x60	1	6	1	6	1	10	97.71	1	3/4"	346.35	28.21
	T-G	TD-404		TABLERO AP 404	9.79	55.60	2x60	1	6	1	6	1	10	97.71	1	3/4"	346.35	28.21
	T-G	TD-501		TABLERO AP 501	9.78	55.60	2x60	1	6	1	6	1	10	97.71	1	3/4"	346.35	28.21
	T-G	TD-502		TABLERO AP 502	9.61	54.60	2x60	1	6	1	6	1	10	97.71	1	3/4"	346.35	28.21
	T-G	TD-503		TABLERO AP 503	9.62	54.70	2x60	1	6	1	6	1	10	97.71	1	3/4"	346.35	28.21
	T-G	TD-504		TABLERO AP 504	9.79	55.60	2x60	1	6	1	6	1	10	97.71	1	3/4"	346.35	28.21
	T-G	TD-601		TABLERO AP 601	9.78	55.60	2x60	1	6	1	6	1	10	97.71	1	3/4"	346.35	28.21
	T-G	TD-602		TABLERO AP 602	9.61	54.60	2x60	1	6	1	6	1	10	97.71	1	3/4"	346.35	28.21
	T-G	TD-603		TABLERO AP 603	9.62	54.70	2x60	1	6	1	6	1	10	97.71	1	3/4"	346.35	28.21
	T-G	TD-604		TABLERO AP 604	9.79	55.60	2x60	1	6	1	6	1	10	97.71	1	3/4"	346.35	28.21
	T-G	TD-701		TABLERO AP 701	9.78	55.60	2x60	1	6	1	6	1	10	97.71	1	3/4"	346.35	28.21
	T-G	TD-702		TABLERO AP 702	9.61	54.60	2x60	1	6	1	6	1	10	97.71	1	3/4"	346.35	28.21
	T-G	TD-703		TABLERO AP 703	9.62	54.70	2x60	1	6	1	6	1	10	97.71	1	3/4"	346.35	28.21
	T-G	TD-704		TABLERO AP 704	9.79	55.60	2x60	1	6	1	6	1	10	97.71	1	3/4"	346.35	28.21
	T-G	TD-801		TABLERO AP 801	9.78	55.60	2x60	1	6	1	6	1	10	97.71	1	3/4"	346.35	28.21
	T-G	TD-802		TABLERO AP 802	9.61	54.60	2x60	1	6	1	6	1	10	97.71	1	3/4"	346.35	28.21
	T-G	TD-803		TABLERO AP 803	9.62	54.70	2x60	1	6	1	6	1	10	97.71	1	3/4"	346.35	28.21
	T-G	TD-804		TABLERO AP 804	9.79	55.60	2x60	1	6	1	6	1	10	97.71	1	3/4"	346.35	28.21
	T-G	TD-901		TABLERO AP 901	9.78	55.60	2x60	1	6	1	6	1	10	97.71	1	3/4"	346.35	28.21
	T-G	TD-902		TABLERO AP 902	9.61	54.60	2x60	1	6	1	6	1	10	97.71	1	3/4"	346.35	28.21
	T-G	TD-903		TABLERO AP 903	9.62	54.70	2x60	1	6	1	6	1	10	97.71	1	3/4"	346.35	28.21
	T-G	TD-904		TABLERO AP 904	9.79	55.60	2x60	1	4	1	4	1	10	153.27	1	3/4"	346.35	44.25
	T-G	TD-1001		TABLERO AP 1001	9.78	55.60	2x60	1	6	1	6	1	10	97.71	1	3/4"	346.35	28.21
	T-G	TD-1002		TABLERO AP 1002	9.61	54.60	2x60	1	6	1	6	1	10	97.71	1	3/4"	346.35	28.21
	T-G	TD-1003		TABLERO AP 1003	9.62	54.70	2x60	1	6	1	6	1	10	97.71	1	3/4"	346.35	28.21
	T-G	TD-1004		TABLERO AP 1004	9.79	55.60	2x60	1	4	1	4	1	10	153.27	1	1"	572.54	26.77
	T-G	TD-1101		TABLERO AP 1101	9.78	55.60	2x60	1	6	1	6	1	10	97.71	1	3/4"	346.35	28.21
	T-G	TD-1102		TABLERO AP 1102	9.61	54.60	2x60	1	6	1	6	1	10	97.71	1	3/4"	346.35	28.21
	T-G	TD-1103		TABLERO AP 1103	9.62	54.70	2x60	1	6	1	6	1	10	97.71	1	3/4"	346.35	28.21
	T-G	TD-1104		TABLERO AP 1104	9.79	55.60	2x60	1	4	1	4	1	10	153.27	1	1"	572.54	26.77
	T-G	TD-1201		TABLERO AP 1201	9.78	55.60	2x60	1	4	1	4	1	10	153.27	1	3/4"	346.35	44.25
	T-G	TD-1202		TABLERO AP 1202	9.61	54.60	2x60	1	6	1	6	1	10	97.71	1	3/4"	346.35	28.21
	T-G	TD-1203		TABLERO AP 1203	9.62	54.70	2x60	1	4	1	4	1	10	153.27	1	1"	572.54	26.77
	T-G	TD-1204		TABLERO AP 1204	9.79	55.60	2x60	1	4	1	4	1	10	153.27	1	1"	572.54	26.77
	T-G	TD-1301		TABLERO AP 1301	9.78	55.60	2x60	1	4	1	4	1	10	153.27	1	1"	572.54	26.77
	T-G	TD-1302		TABLERO AP 1302	9.61	54.60	2x60	1	4	1	4	1	10	153.27	1	1"	572.54	26.77
	T-G	TD-1303		TABLERO AP 1303	9.62	54.70	2x60	1	4	1	4	1	10	153.27	1	1"	572.54	26.77
	T-G	TD-1304		TABLERO AP 1304	9.78	55.60	2x60	1	4	1	4	1	10	153.27	1	1"	572.54	26.77
	T-G	TD-1401		TABLERO AP 1401	9.78	55.60	2x60	1	4	1	4	1	10	153.27	1	1"	572.54	26.77
	T-G	TD-1402		TABLERO AP 1402	9.61	54.60	2x60	1	4	1	4	1	10	153.27	1	1"	572.54	26.77
	T-G	TD-1403		TABLERO AP 1403	9.62	54.70	2x60	1	4	1	4	1	10	153.27	1	1"	572.54	26.77
	T-G	TD-1404		TABLERO AP 1404	9.78	55.60	2x60	1	4	1	4	1	10	153.27	1	1"	572.54	26.77
	T-G	TD-1501		TABLERO AP 1501	9.78	55.60	2x60	1	4	1	4	1	10	153.27	1	1"	572.54	26.77

Nota: Resultado del calculo de ductos para las acometidas de cada tablero de distribución bifásicos y trifásicos. Por J. H. Garnica, 2017.

5.15 Cálculo de pérdidas de energía, teniendo en cuenta los efectos de los armónicos y factor de potencia

Tabla 5.48. Resultados cálculos de pérdidas de energía

Tabla 48

Resultados cálculos de pérdidas de energía, para los conductores diseñados de acuerdo a la carga prevista

CALCULOS PERDIDAS DE POTENCIA												
FUENTE	TAB. 1	TAB. 2	TAB. 3	DESCRIPCION	POT.	In	LONG.	CONDUCTOR		R	ΔP	% PERDIDA DE POTENCIA
					KVA	A	km	CANT	CALIBRE	Ω/km	VA	PARCIAL TOTAL
TRAFO	T-G			TABLERO GENERAL	500.0	1509.0	0.008	12	500	0.007	127.5	0.026 0.026
	T-G	TD-301		TABLERO AP 301	9.8	55.6	0.046	1	6	1.610	228.9	2.341 2.367
	T-G	TD-302		TABLERO AP 302	9.6	54.6	0.045	1	6	1.610	216	2.248 2.274
	T-G	TD-303		TABLERO AP 303	9.6	54.7	0.049	1	6	1.610	236	2.453 2.479
	T-G	TD-304		TABLERO AP 304	9.8	55.6	0.056	1	6	1.610	278.7	2.848 2.874
	T-G	TD-401		TABLERO AP 401	9.8	55.6	0.049	1	6	1.610	245.4	2.509 2.535
	T-G	TD-402		TABLERO AP 402	9.6	54.6	0.048	1	6	1.610	231.8	2.413 2.439
	T-G	TD-403		TABLERO AP 403	9.6	54.7	0.052	1	6	1.610	251.9	2.618 2.644
	T-G	TD-404		TABLERO AP 404	9.8	55.6	0.059	1	6	1.610	295.1	3.016 3.042
	T-G	TD-501		TABLERO AP 501	9.8	55.6	0.053	1	6	1.610	261.8	2.677 2.703
	T-G	TD-502		TABLERO AP 502	9.6	54.6	0.052	1	6	1.610	247.7	2.578 2.604
	T-G	TD-503		TABLERO AP 503	9.6	54.7	0.056	1	6	1.610	267.8	2.783 2.809
	T-G	TD-504		TABLERO AP 504	9.8	55.6	0.063	1	6	1.610	311.6	3.184 3.21
	T-G	TD-601		TABLERO AP 601	9.8	55.6	0.056	1	6	1.610	278.2	2.845 2.871
	T-G	TD-602		TABLERO AP 602	9.6	54.6	0.055	1	6	1.610	263.5	2.743 2.769
	T-G	TD-603		TABLERO AP 603	9.6	54.7	0.059	1	6	1.610	283.7	2.948 2.974
	T-G	TD-604		TABLERO AP 604	9.8	55.6	0.066	1	6	1.610	328	3.352 3.378
	T-G	TD-701		TABLERO AP 701	9.8	55.6	0.059	1	6	1.610	294.6	3.012 3.038
	T-G	TD-702		TABLERO AP 702	9.6	54.6	0.058	1	6	1.610	279.3	2.907 2.933
	T-G	TD-703		TABLERO AP 703	9.6	54.7	0.062	1	6	1.610	299.6	3.114 3.14
	T-G	TD-704		TABLERO AP 704	9.8	55.6	0.069	1	6	1.610	344.4	3.519 3.545
	T-G	TD-801		TABLERO AP 801	9.8	55.6	0.063	1	6	1.610	311.1	3.181 3.207
	T-G	TD-802		TABLERO AP 802	9.6	54.6	0.062	1	6	1.610	295.2	3.073 3.099
	T-G	TD-803		TABLERO AP 803	9.6	54.7	0.066	1	6	1.610	315.5	3.279 3.305
	T-G	TD-804		TABLERO AP 804	9.8	55.6	0.073	1	6	1.610	360.8	3.687 3.713
	T-G	TD-901		TABLERO AP 901	9.8	55.6	0.066	1	6	1.610	327.5	3.349 3.375
	T-G	TD-902		TABLERO AP 902	9.6	54.6	0.065	1	6	1.610	311	3.237 3.263
	T-G	TD-903		TABLERO AP 903	9.6	54.7	0.069	1	6	1.610	331.4	3.444 3.47
	T-G	TD-904		TABLERO AP 904	9.8	55.6	0.076	1	4	1.020	239	2.442 2.468
	T-G	TD-1001		TABLERO AP 1001	9.8	55.6	0.069	1	6	1.610	343.9	3.517 3.543
	T-G	TD-1002		TABLERO AP 1002	9.6	54.6	0.068	1	6	1.610	326.9	3.403 3.429
	T-G	TD-1003		TABLERO AP 1003	9.6	54.7	0.072	1	6	1.610	347.3	3.609 3.635
	T-G	TD-1004		TABLERO AP 1004	9.8	55.6	0.079	1	4	1.020	249.4	2.549 2.575
	T-G	TD-1101		TABLERO AP 1101	9.8	55.6	0.072	1	6	1.610	360.3	3.684 3.71
	T-G	TD-1102		TABLERO AP 1102	9.6	54.6	0.071	1	6	1.610	342.7	3.567 3.593
	T-G	TD-1103		TABLERO AP 1103	9.6	54.7	0.075	1	6	1.610	363.2	3.775 3.801
	T-G	TD-1104		TABLERO AP 1104	9.8	55.6	0.082	1	4	1.020	259.8	2.655 2.681
	T-G	TD-1201		TABLERO AP 1201	9.8	55.6	0.076	1	4	1.020	238.7	2.441 2.467
	T-G	TD-1202		TABLERO AP 1202	9.6	54.6	0.075	1	6	1.610	358.5	3.731 3.757
	T-G	TD-1203		TABLERO AP 1203	9.6	54.7	0.079	1	4	1.020	240.2	2.496 2.522
	T-G	TD-1204		TABLERO AP 1204	9.8	55.6	0.086	1	4	1.020	270.2	2.761 2.787
	T-G	TD-1301		TABLERO AP 1301	9.8	55.6	0.079	1	4	1.020	249.1	2.547 2.573
	T-G	TD-1302		TABLERO AP 1302	9.6	54.6	0.078	1	4	1.020	237.2	2.469 2.495
	T-G	TD-1303		TABLERO AP 1303	9.6	54.7	0.082	1	4	1.020	250.3	2.601 2.627
	T-G	TD-1304		TABLERO AP 1304	9.8	55.6	0.089	1	4	1.020	280.6	2.869 2.895
	T-G	TD-1401		TABLERO AP 1401	9.8	55.6	0.082	1	4	1.020	259.5	2.654 2.68
	T-G	TD-1402		TABLERO AP 1402	9.6	54.6	0.081	1	4	1.020	247.2	2.573 2.599
	T-G	TD-1403		TABLERO AP 1403	9.6	54.7	0.085	1	4	1.020	260.3	2.705 2.731
	T-G	TD-1404		TABLERO AP 1404	9.8	55.6	0.092	1	4	1.020	291	2.976 3.002
	T-G	TD-1501		TABLERO AP 1501	9.8	55.6	0.086	1	4	1.020	269.9	2.76 2.786
	T-G	TD-1502		TABLERO AP 1502	9.6	54.6	0.085	1	4	1.020	257.3	2.678 2.704
	T-G	TD-1503		TABLERO AP 1503	9.6	54.7	0.089	1	4	1.020	270.4	2.81 2.836
TRANSF	T-G	TD-AC		TABLERO DE AREAS COMUNIES	96.276	315.8	0.002	1	500	0.089	17.8	0.018 0.044
TRANSF	T-G	TD-AC	TD-MTS	TABLERO MOTORES SOTANO	21.659	80.0	0.016	1	4	1.020	104.4	0.482 0.526
TRANSF	T-G	TD-AC	TD-CMA	TABLERO CUARTO DE MAQUINAS AZOTEA	32.735	118.0	0.070	1	1/0	0.394	384	1.173 1.217
TRANSF	T-G	TD-AC	TD-PSA	TABLERO PISCINA	5.000	16.0	0.060	1	10	3.940	60.5	1.21 1.254
TRANSF	T-G	TD-AC	TD-SSO	TABLERO SALON SOCIAL	17.685	58.0	0.065	1	6	1.610	352	1.99 2.034
TRANSF	T-G	TD-AC	TD-LTP	TABLERO LUCES TOMAS PARQUEADEROS	14.815	49.0	0.012	1	6	1.610	46.4	0.313 0.357
TRANSF	T-G	TD-AC	TD-BCI	TABLERO BOMBAS CONTRAINCENDIO	19.029	62.0	0.016	1	4	1.020	62.7	0.329 0.373

Nota: Calculo de pérdidas de potencia teniendo en cuenta la carga, corriente y distancia. Por J. H. Garnica, 2017.

5. 16 Cálculo de regulación

Tabla 5.49. Resultados cálculos de regulación

Tabla 49

Resultados cálculos de regulación, para los conductores diseñados de acuerdo a la carga prevista.

CALCULOS DE REGULACION - PERDIDAS DE TENSION													
FUENTE	TAB. 1	TAB. 2	TAB. 3	DESCRIPCION	POT.	In	LONG.	CONDUCTOR		Zef	ΔV	% CAIDA DE TENSION	
					KVA	A	km	CANT	CALIBRE	Ω/km	V	PARCIAL	TOTAL
TRAFO	T-G			TABLERO GENERAL	500.0	1509.0	0.008	12	500	0.011	0.1	0.045	0.045
	T-G	TD-301		TABLERO AP 301	9.779	55.6	0.046	1	6	1.522	3.9	1.773	1.818
	T-G	TD-302		TABLERO AP 302	9.607	54.6	0.045	1	6	1.522	3.7	1.682	1.727
	T-G	TD-303		TABLERO AP 303	9.622	54.7	0.049	1	6	1.522	4.1	1.864	1.909
	T-G	TD-304		TABLERO AP 304	9.786	55.6	0.056	1	6	1.522	4.7	2.136	2.181
	T-G	TD-401		TABLERO AP 401	9.779	55.6	0.049	1	6	1.522	4.2	1.909	1.954
	T-G	TD-402		TABLERO AP 402	9.607	54.6	0.048	1	6	1.522	4.0	1.818	1.863
	T-G	TD-403		TABLERO AP 403	9.622	54.7	0.052	1	6	1.522	4.4	2	2.045
	T-G	TD-404		TABLERO AP 404	9.786	55.6	0.059	1	6	1.522	5.0	2.273	2.318
	T-G	TD-501		TABLERO AP 501	9.779	55.6	0.053	1	6	1.522	4.5	2.05	2.09
	T-G	TD-502		TABLERO AP 502	9.607	54.6	0.052	1	6	1.522	4.3	1.955	2
	T-G	TD-503		TABLERO AP 503	9.622	54.7	0.056	1	6	1.522	4.6	2.091	2.136
	T-G	TD-504		TABLERO AP 504	9.786	55.6	0.063	1	6	1.522	5.3	2.409	2.454
	T-G	TD-601		TABLERO AP 601	9.779	55.6	0.056	1	6	1.522	4.7	2.136	2.181
	T-G	TD-602		TABLERO AP 602	9.607	54.6	0.055	1	6	1.522	4.6	2.091	2.136
	T-G	TD-603		TABLERO AP 603	9.622	54.7	0.059	1	6	1.522	4.9	2.227	2.272
	T-G	TD-604		TABLERO AP 604	9.786	55.6	0.066	1	6	1.522	5.6	2.545	2.59
	T-G	TD-701		TABLERO AP 701	9.779	55.6	0.059	1	6	1.522	5.0	2.273	2.318
	T-G	TD-702		TABLERO AP 702	9.607	54.6	0.058	1	6	1.522	4.8	2.18	2.227
	T-G	TD-703		TABLERO AP 703	9.622	54.7	0.062	1	6	1.522	5.2	2.364	2.409
	T-G	TD-704		TABLERO AP 704	9.786	55.6	0.069	1	6	1.522	5.9	2.682	2.727
	T-G	TD-801		TABLERO AP 801	9.779	55.6	0.063	1	6	1.522	5.3	2.409	2.454
	T-G	TD-802		TABLERO AP 802	9.607	54.6	0.062	1	6	1.522	5.1	2.318	2.363
	T-G	TD-803		TABLERO AP 803	9.622	54.7	0.066	1	6	1.522	5.5	2.5	2.545
	T-G	TD-804		TABLERO AP 804	9.786	55.6	0.073	1	6	1.522	6.1	2.773	2.818
	T-G	TD-901		TABLERO AP 901	9.779	55.6	0.066	1	6	1.522	5.6	2.545	2.590
	T-G	TD-902		TABLERO AP 902	9.607	54.6	0.065	1	6	1.522	5.4	2.455	2.500
	T-G	TD-903		TABLERO AP 903	9.622	54.7	0.069	1	6	1.522	5.7	2.591	2.636
	T-G	TD-904		TABLERO AP 904	9.786	55.6	0.076	1	4	0.987	4.2	1.909	1.954
	T-G	TD-1001		TABLERO AP 1001	9.779	55.6	0.069	1	6	1.522	5.8	2.636	2.681
	T-G	TD-1002		TABLERO AP 1002	9.607	54.6	0.068	1	6	1.522	5.7	2.591	2.636
	T-G	TD-1003		TABLERO AP 1003	9.622	54.7	0.072	1	6	1.522	6.0	2.727	2.772
	T-G	TD-1004		TABLERO AP 1004	9.786	55.6	0.079	1	4	0.987	4.3	1.955	2
	T-G	TD-1101		TABLERO AP 1101	9.779	55.6	0.072	1	6	1.522	6.1	2.773	2.818
	T-G	TD-1102		TABLERO AP 1102	9.607	54.6	0.071	1	6	1.522	5.9	2.682	2.727
	T-G	TD-1103		TABLERO AP 1103	9.622	54.7	0.075	1	6	1.522	6.3	2.864	2.909
	T-G	TD-1104		TABLERO AP 1104	9.786	55.6	0.082	1	4	0.987	4.5	2.045	2.09
	T-G	TD-1201		TABLERO AP 1201	9.779	55.6	0.076	1	4	0.987	4.2	1.909	1.954
	T-G	TD-1202		TABLERO AP 1202	9.607	54.6	0.075	1	6	1.522	6.2	2.818	2.863
	T-G	TD-1203		TABLERO AP 1203	9.622	54.7	0.079	1	4	0.987	4.2	1.909	1.954
	T-G	TD-1204		TABLERO AP 1204	9.786	55.6	0.086	1	4	0.987	4.7	2.136	2.181
	T-G	TD-1301		TABLERO AP 1301	9.779	55.6	0.079	1	4	0.987	4.3	1.955	2
	T-G	TD-1302		TABLERO AP 1302	9.607	54.6	0.078	1	4	0.987	4.2	1.909	1.954
	T-G	TD-1303		TABLERO AP 1303	9.622	54.7	0.082	1	4	0.987	4.4	2	2.045
	T-G	TD-1304		TABLERO AP 1304	9.779	55.6	0.089	1	4	0.987	4.9	2.227	2.272
	T-G	TD-1401		TABLERO AP 1401	9.779	55.6	0.082	1	4	0.987	4.5	2.045	2.09
	T-G	TD-1402		TABLERO AP 1402	9.607	54.6	0.081	1	4	0.987	4.4	2	2.045
	T-G	TD-1403		TABLERO AP 1403	9.622	54.7	0.085	1	4	0.987	4.6	2.091	2.136
	T-G	TD-1404		TABLERO AP 1404	9.779	55.6	0.092	1	4	0.987	5.1	2.318	2.363
	T-G	TD-1501		TABLERO AP 1501	9.779	55.6	0.086	1	4	0.987	4.7	2.136	2.181
	T-G	TD-1502		TABLERO AP 1502	9.607	54.6	0.085	1	4	0.987	4.6	2.091	2.136
	T-G	TD-1503		TABLERO AP 1503	9.622	54.7	0.089	1	4	0.987	4.8	2.182	2.227
TRANSF	T-G	TD-AC		TABLERO DE AREAS COMUNES	96.276	315.8	0.002	1	500	0.136	0.1	0.045	0.09
TRANSF	T-G	TD-AC	TD-MTS	TABLERO MOTORES SOTANO	21.659	80.0	0.016	1	4	0.987	1.3	0.591	0.681
TRANSF	T-G	TD-AC	TD-CMA	TABLERO CUARTO DE MAQUINAS AZOTEA	32.735	118.0	0.070	1	1/0	0.418	3.5	1.591	1.681
TRANSF	T-G	TD-AC	TD-PSA	TABLERO PISCINA	5.000	16.0	0.060	1	10	3.618	3.5	1.591	1.681
TRANSF	T-G	TD-AC	TD-SSO	TABLERO SALON SOCIAL	17.685	58.0	0.065	1	6	1.522	5.7	2.591	2.681
TRANSF	T-G	TD-AC	TD-LTP	TABLERO LUCES TOMAS PARQUEADEROS	14.815	49.0	0.012	1	6	1.522	0.9	0.409	0.499
TRANSF	T-G	TD-AC	TD-BCI	TABLERO BOMBAS CONTRA INCENDIO	19.029	62.0	0.016	1	4	0.987	1.0	0.455	0.545

Nota: Calculo de pérdidas de tensión, teniendo en cuenta la carga, corriente y distancia. Por J. H. Garnica, 2017.

Conclusiones

De acuerdo al cumplimiento de los objetivos plasmados y ejecutados en el presente trabajo de grado, se extraen una serie de conclusiones que permiten enriquecer la producción del trabajo realizado, tanto para futuros estudios, cómo para futuras mejoras en los documentos de referencia principales como lo son el RETIE y la (NTC 2050).

El principal aspecto que pudo aportar este proyecto con la elaboración e implementación de esta metodología al proceso de diseño de una instalación eléctrica, fue sin lugar a duda, el orden que plantea por filosofía esta misma. Puede observarse que, al usar el archivo de EXCEL de esta metodología, las hojas de cálculo son independientes entre sí, a pesar que algunos valores de estas son usados cómo insumos o datos de entrada para otros cálculos. De hecho, cuando se accede a una hoja de cálculo, sólo se tiene abierta dicha hoja en el libro de EXCEL.

En virtud de lo anterior, esto le permitió al diseñador del proyecto edificio Santana, tener control de las hojas de cálculo en las que se requería trabajar, evitándose cómo se ha mencionado, la aglomeración de múltiples hojas de cálculo en el archivo de EXCEL.

Teniendo en cuenta, las responsabilidades derivadas del ejercicio de la labor como ingeniero diseñador de instalaciones eléctricas, (Art 10.2.1, RETIE), con la presente metodología se logran cumplir a cabalidad los aspectos que deben ser desarrollados en el diseño de esta, y que garantizan el cumplimiento de tal responsabilidad.

Por otra parte, en aras de lograr un desarrollo integral de la metodología de diseño para instalaciones eléctricas, se observó que una de las actividades realizadas en el desarrollo de la metodología que logró sentenciar el resultado esperado, fue la inclusión dentro de las hojas de cálculo de tablas, formulas y apartes tanto de la norma (NTC-2050) cómo del RETIE vigente y

actualizado a la fecha. Así mismo, permitió comparar tiempos de ejecución de la memoria de cálculo, pues al llevarse a cabo la misma memoria de cálculo sin esta metodología, se perdía tiempo al buscar, seleccionar y extraer este material de apoyo, pues en la labor de diseño siempre generará la necesidad de verificar y consultar cualquier duda, inquietud, o necesidad referente a lo que cada uno de los ítems de diseño que el RETIE establece. Tanto es así que, se recomienda que para toda aquella clase de diseño de una instalación eléctrica, se recolecte toda la mayor información de consulta necesaria, para que, en caso de requerirse una consulta, se pueda optimizar el tiempo que toma finalizar el proyecto de diseño de una instalación eléctrica.

Sin embargo, otra actividad que contribuyó ostensiblemente al desarrollo completo de esta metodología de diseño para instalaciones eléctricas, que incluso se concibió como una actividad fundamental para cumplir ciento por ciento el objetivo general, fue sin duda alguna haber designado un “botón maestro” que abre todas las hojas de cálculo, si y sólo cuando se ha seleccionado el ítem de cálculo al cual se quiere ir. Esto se sugiere para todos los trabajos de grado, *papers*, o investigaciones que busquen desarrollar una interfaz de usuario que en route diferentes cálculos u hojas de cálculo, pues al comparar el uso de un solo botón maestro, con un botón de acceso para cada uno de los ítems de diseño se pudo observar la debilidad e inconsistencia de este último, debido a que no se permitía garantizar el criterio de selectividad entre hojas de cálculo. Claramente, era se podía acceder a cualquiera de las hojas de cálculo, sin tener en cuenta la selección hecha, mientras que, con un botón maestro nuevamente, si y sólo si se podía acceder a la equivalente hoja de cálculo una vez se haya seleccionado el ítem de diseño escogido.

Seguidamente, en cumplimiento del tercer objetivo específico trazado, se aplicó esta metodología elaborada al proyecto de diseño de instalación eléctrica de tipo detallado al edificio

Santana en la ciudad de Santa Marta. Como prueba de ello, se puede observar que al abrirse cada una de las hojas de cálculo de esta metodología, se encuentra contenida toda la información que debe presentarse para que se pueda dar cumplimiento del inciso 10.1 del RETIE, el cual establece que para diseños de tipo detallado deben llevarse a cabo los ítems desde la (a) hasta la (w). En síntesis, se ubicó en un mismo archivo de EXCEL, todas las hojas de cálculo de diseño, para cada uno de los ítems de diseño mencionados. Nótese lo provechoso que resulta esto, pues se evitó tener abierto varios documentos de EXCEL al mismo tiempo, reduciéndose el peso magnético de la memoria de cálculo, y evitándose la pérdida de alguna manera de una hoja calculo, o alguna memoria de diseño.

Por ello, en consecuencia, con lo anterior se propone la elaboración e implementación de una metodología como la llevada cabo, para toda aquella actividad que requiera diseñar una instalación eléctrica, por ejemplo, futuros trabajos de grado que tengan un objetivo general similar al de este proyecto, para empresas, o diseñadores de instalaciones eléctricas independientes. Así mismo, se sugiere que se escriba en las futuras actualizaciones y modificaciones del RETIE, ejemplos de esta clase de metodologías con el fin de que su uso se haga masivo por parte de quienes tenga como labor el diseño de instalaciones eléctricas.

Expresado de otra forma, para que se ponga como criterio el orden en la presentación de las memorias de cálculo, y evitar errores o discrepancias entre los proyectos escritos ante el ente certificador y las memorias de cálculo.

Finalmente, a través de este trabajo de grado se plantea crear en nuestro país la figura de un ente certificador cuya función sea verificar que los cálculos entregados al operador de red correspondiente a la ciudad en la que se va a ejecutar el proyecto sean correctos. Además, brinde un acompañamiento integral en todo el proceso de ejecución de la obra y complementa el

proceso de verificación de los cálculos pertenecientes a la instalación eléctrica que se pretende llevar a cabo.

De lo cual nótese que se busca dividir la labor de certificación de la memoria de cálculo de una instalación eléctrica realizada hoy día por el operador de red, a dos etapas, una correspondiente al estudio del material entregado por el diseñador por parte del operador de red, y otra por parte de este ente certificador propuesto. Claramente, la consecuencia de la aprobación de estos dos entes conlleva que se conceda el punto de conexión a la red de la instalación eléctrica. Esto con el fin de evitar tener que realizar ajustes bastante amplios en los elementos calculados o en su defecto evitar el fallo de la instalación por errores de cálculo.

Referencias

Gas natural fenosa. Anexo A3. Anexo A3. Proyecto tipo líneas eléctricas aéreas MT sin neutro.

IEC 60826-3 (2012).

Gas natural fenosa. Anexo B2. Anexo B2 Proyecto tipo líneas eléctricas aéreas MT sin neutro.

Aplicación IEC60826-3 (2012).

Gas Natural fenosa. Anexo B3: Ecuación de cambio de condiciones. Anexo B3 Ecuación de cambio de condiciones. Proyecto tipo líneas eléctricas aéreas MT sin neutro. (2012).

Gas natural fenosa. Anexo B6. Anexo B6 Teoría de cálculo mecánico de postes. Proyecto tipo líneas eléctricas aéreas MT sin neutro. (2012).

Gas natural fenosa documento N°2: Memoria. Documento N° 2 : Memoria proyecto tipo líneas eléctricas aéreas MT sin neutro. (2012).

Gas natural fenosa Proyecto tipo centros de transformación tipo poste sin neutro. Proyecto tipo centros de transformación tipo poste sin neutro. (2012).

ICONTEC - NTC 3328. NTC 3328 - Coordinación de aislamiento. definiciones, principios y reglas. (1999).

ICONTEC GTC 221. GTC 221 - Guía Técnica Colombiana. Cables eléctricos. cálculo de la corriente admisible. secciones sobre condiciones de funcionamiento. optimización económica de las secciones de los cables eléctricos de potencia. (2011).

Icontec NTC 4552-2. (2008). Norma Técnica Colombiana-NTC 4552: protección contra descargas eléctricas atmosféricas (Rayos). Parte 2: Manejo del riesgo. *Ntc*, (571), 1–67.

IEC 60071-1. IEC 60071-1 - Insulation coordination part 1 (1996). UE.

IEC 60071-2. IEC 60071-2 - Insulation coordination part 2 (1996). UE.

IEC 60947-2. IEC 60947-2 - Coordinación de protecciones en baja tensión (1997). UE.

IEC 62305. IEC 62305 - Protection against lightning (2010). EE.UU.

IEEE. (2013). *IEEE 80 - Guide for Safety in AC Substation Grounding. IEEE Std 80-2013 (Revision of IEEE Std 80-2000/ Incorporates IEEE Std 80-2013/Cor 1-2015)*.
<https://doi.org/10.1109/IEEESTD.2015.7109078>

NFPA 780. Standard for the installation of lightning protection system - NFPA 780 (1992).
EE.UU.

NTC 2050 - ICONTEC. Código Eléctrico Colombiano: NTC 2050, Código Eléctrico Colombiano
§ (1998).

RETIE - Ministerio de Minas y Energía. Reglamento Técnico de Instalaciones Eléctricas- RETIE,
Bogotá, Colombia § (2013).

Bibliografía

- DIAZ, J. V., & MEZA, C. M. (2009). *Metodología para el diseño de instalaciones eléctricas de acuerdo con el reglamento técnico de instalaciones eléctricas RETIE en la clínica de salud mental Villa Mental en San Gil Santander. Tesis de grado*. Universidad Tecnológica de Colombia, Bolívar, Cartagena.
- ICONTEC. (1998). *Norma técnica colombiana - NTC 2050*. Bogotá, Cundinamarca, Colombia.
- ICONTEC. (1999). *Norma técnica colombiana – NTC 3328*. Bogotá, Cundinamarca, Colombia.
- ICONTEC. (2008). *Norma técnica colombiana – NTC 4552-1*. Bogotá, Cundinamarca, Colombia.
- ICONTEC. (2008). *Norma técnica colombiana – NTC 4552-2*. Bogotá, Cundinamarca, Colombia.
- ICONTEC. (2008). *Norma técnica colombiana – NTC 4552-3*. Bogotá, Cundinamarca, Colombia.
- ICONTEC. (1999). *Norma técnica colombiana – NTC 2131*. Bogotá, Cundinamarca, Colombia.
- ICONTEC. (1993). *Norma técnica colombiana - NTC 3524*. Bogotá, Cundinamarca, Colombia.
- ICONTEC. (2011). *Guía técnica colombiana – GTC 221*. Bogotá, Cundinamarca, Colombia.

- IEC - INTERNATIONAL ELECTROTECHNICAL COMMISSION. (2010). *Protection against lightning (1era edición ed.)*. IEC 62305. UE.
- IEC - INTERNATIONAL ELECTROTECHNICAL COMMISSION. (2002). *Electrical Apparatus for Explosive Gas Atmosphere. IEC -60079-10*. UE.
- IEC - INTERNATIONAL ELECTROTECHNICAL COMMISSION. (1996). *Insulation coordination part 1 - IEC 60071-1 (Vol. 1)*. UE.
- IEC - INTERNATIONAL ELECTROTECHNICAL COMMISSION. (1996). *Insulation coordination part 2. IEC -60071-2 (Vol. 2)*. UE.
- IEC - INTERNATIONAL ELECTROTECHNICAL COMMISSION. (2002). *Corrientes de corto circuito en sistemas trifásicos de corriente alterna. IEC -600909-0*. UE.
- IEC - INTERNATIONAL ELECTROTECHNICAL COMMISSION. (1997). *Coordinación de protecciones en baja tensión. IEC -600947-2*. UE.
- IEC - INTERNATIONAL ELECTROTECHNICAL COMMISSION. (2003). *Design criteria of overhead transmission lines. IEC -60826-03*. UE.
- IEEE. IEEE 242 (2001)., *Recommended Practice for Protection and Coordination of Industrial and Commercial Power Systems (IEEE Buff Book)*. USA.
- IEEE. IEEE 80, (1986). *Guide for Safety in AC Substation Grounding*. USA.
- IEEE. IEEE 81 (2012), *Guide for Measuring Earth Resistivity, Ground Impedance, and Earth Surface Potentials of a Grounding System*. USA.

GAS NATURAL FENOSA. (2012) *Proyecto tipo líneas eléctricas aéreas MT sin neutro*. Bogotá, Colombia.

GAS NATURAL FENOSA. (2012). *Proyecto tipo líneas eléctricas aéreas MT sin neutro*. Anexo A3. *Aplicación De IEC 60826-03*. Bogotá, Colombia.

GAS NATURAL FENOSA. (2012). *Proyecto tipo líneas eléctricas aéreas MT sin neutro*. Anexo B2. *Aplicación De IEC 60826-03*. Bogotá, Colombia.

GAS NATURAL FENOSA. (2012). *Proyecto tipo líneas eléctricas aéreas MT sin neutro*. Anexo B3. *Ecuación De Cambio De Condiciones*. Bogotá, Colombia.

GAS NATURAL FENOSA. (2012) *Proyecto tipo líneas eléctricas aéreas MT sin neutro*. Anexo B6. *Teoría De Cálculo Mecánico De Postes*. Bogotá, Colombia.

GAS NATURAL FENOSA. (2012) *Proyecto tipo centros de transformación tipo poste sin neutro*. Bogotá, Colombia.

MINISTERIO DE MINAS Y ENERGÍA - UPME. (2013) *Reglamento técnico de instalaciones electrica*. Bogotá, Cundimarca, Colombia.

NFPA. (1992) *Standard for the installation of lightning protection system*. - NFPA 780. EE.UU: QUINCY.

SAMPIERI, R. H., COLLADO, C. F., & BAPTISTA, L. P. (2014). *Metodología de la investigación*. Juarez, México.

VERA, O. M., & TORRES, O. M. (2009). *Manual para interpretación y aplicación del RETIE en instalaciones eléctricas en ambientes especiales con enfoque en*

instituciones de asistencia médica, sitios de reuniones públicas, estudios de cine, edificaciones prefabricadas, puertos y embarcaderos, entre otros. Tesis de grado.

Univesidad industrial de Santander. Santander, Bucaramanga.

APA. (2010). *Publication Manual of the American Psychological Association*. Washington, DC. USA. Sexta edición. 2010.

Ramírez, J. & Cano, E. (2010). *Sistemas de puesta a tierra: Diseñado con IEEE 80 y evaluado con MEF*. Manizales, Colombia: Universidad Nacional de Colombia

Anexo A.